



PROPONENTE

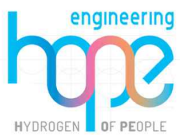


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND
38 WTG – 570 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



Studio misure di mitigazione e compensazione



3 STRUTTURE DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	07/24	1ª emissione

R.3.1 Relazione predimensionamento strutture di fondazione galleggianti e ormeggi



SCELTA DELLA CONFIGURAZIONE E DIMENSIONAMENTO
PRELIMINARE DI UNA SOTTOSTRUTTURA GALLEGGIANTE PER
TURBINE EOLICHE OFFSHORE PER IL PARCO EOLICO OFFSHORE
DI **EUREKA**

DOCUMENTO 1 DI 1

Documento KE4299_Deliverable_1of1_v1.docx

Questo documento e i suoi contenuti sono stati preparati e sono intesi esclusivamente come informazioni per il cliente. L'Università di Strathclyde non si assume alcuna responsabilità nei confronti di qualsiasi altra parte in relazione a, derivante da o in connessione con questo documento e/o al suo contenuto.

Approvazione Revisione Documento



Parole chiave: FOWT, progettazione di base, progettazione preliminare

CIRCOLAZIONE: Hope Engineering s.r.l., Università di Strathclyde

Copia controllata Sì No

TITOLO:

**SCELTA DELLA CONFIGURAZIONE E DIMENSIONAMENTO
PRELIMINARE DI UNA SOTTOSTRUTTURA GALLEGGIANTE PER
TURBINE EOLICHE OFFSHORE PER IL PARCO EOLICO
OFFSHORE DI **EUREKA****

DOCUMENTO 1 DI 1

Rev	Data	Autore/i	Revisore	Responsabile dell'approvazione	Stato
1	28/06/2024	M Collu (UoS)	M Collu	M Collu	Versione finale
A	03/06/2024	M Collu (UoS) C A Rodriguez-Castillo (UoS) D Bertalot (Geowynd) Antonios Karadimos (Intermoor)	M Collu C A Rodriguez-Castillo	M Collu	Bozza per la revisione del cliente

Revisioni del documento emesso

Contenuti

Abbreviazioni e Definizioni.....	5
1 Sintesi.....	6
2 Analisi della situazione	8
2.1 Contesto e campo di applicazione.....	8
2.2 Organizzazione coinvolte	9
2.2.1 Università di Strathclyde	9
2.2.2 Intermoor.....	9
2.2.3 Geowynd.....	10
3 Base di progettazione.....	11
3.1 Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine	11
3.1.1 Panoramica e caratteristiche principali	11
3.1.2 Proprietà principali della torre	13
3.1.3 Proprietà principali del rotore e della navicella.....	15
3.1.4 Pala.....	17
3.1.5 Navicella.....	19
3.1.6 Sistema di controllo	20
3.2 Condizioni ambientali	22
3.2.1 Batimetria [<i>Hope Engineering and University of Strathclyde</i>].....	22
3.2.2 Condizioni stimate dei fondali [<i>Geowynd</i>]	24
3.2.3 Condizioni meteo oceaniche: definizione delle condizioni dei Design Load Cases (DLC)	25
4 Indagine delle sottostrutture flottanti per FOWT	35
4.1 Configurazione, classificazione e caratteristiche principali.....	37
5 Selezione della configurazione	40
5.1 Principali criteri di selezione:	40
5.2 Analisi delle configurazioni esistenti rispetto ai criteri selezionati.....	41
5.3 Configurazione selezionata	44
5.3.1 Assemblaggio.....	45
5.3.2 Trasportabilità.....	45
5.3.3 Produzione locale.....	45
6 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1.....	47
6.1 Metodologia.....	47
6.1.1 Parametrizzazione della configurazione	47

6.1.2	Risposta statica: requisiti e vincoli	47
6.1.3	Risposta dinamica: requisiti e vincoli	48
6.1.4	Stima approssimativa dei costi	50
6.1.5	Implementazione numerica.....	50
6.2	Caratteristiche principali della piattaforma galleggiante	51
6.2.1	Note importanti	52
6.2.2	Stabilità a nave integra	52
6.2.3	Analisi della risposta dinamica globale	54
7	Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2.....	56
7.1	Metodologia.....	56
7.2	Conclusioni generali	57
7.3	Sistemi di ormeggio.....	57
7.4	Analisi nel dominio del tempo	60
7.4.1	DLC 1.4	60
7.4.2	DLC 1.6.....	65
7.4.3	DLC 6.1.....	68
7.4.4	DLC 9.1.....	72
7.4.5	DLC 9.2.....	75
7.4.6	DLC 10.1	78
7.4.7	DLC 10.2.....	81
8	Progettazione preliminare degli ancoraggi <i>[Geowynd]</i> Errore. Il segnalibro non è definito.	
9	Riferimenti	86
Appendix A	: Design Load Conditions (DLCs).....	88
1	DLC 1.4.....	88
2	DLC 1.6.....	89
3	DLC 6.1.....	90
4	DLC 9.1 and 9.2.....	91
5	DLC 10.1 and 10.2.....	93
Appendix B	: Relazione tecnica di Geowynd	94

Abbreviazioni e Definizioni

1P	Frequenza di rotazione del rotore
3P	Tre volte la frequenza di rotazione del rotore
DLC	Design Load Case
IEA	Agenzia Internazionale dell'Energia
RNA	Rotor-Nacelle Assembly
WP	Work Package

1 Sintesi

Hope Engineering s.r.l.¹, attraverso Fabio Paccapelo, si è rivolta all'Università di Strathclyde, attraverso Maurizio Collu, per condurre la selezione della configurazione e la progettazione preliminare di una sottostruttura galleggiante per un parco eolico offshore nel Canale di Sicilia, e più precisamente nel Canale di Malta, in Italia, costituito da 38 turbine eoliche, con una potenza nominale di 15 MW di turbina eolica singola e una potenza nominale totale di 570 MW, a circa 30 km dalla costa, in una profondità d'acqua di circa 120 metri.

Hope Engineering s.r.l. ha bisogno delle informazioni necessarie per ottenere l'autorizzazione a procedere dalle autorità competenti (*Capitaneria di porto, Ministero dell'Ambiente, Ministero per lo sviluppo economico*).

Questo progetto è stato organizzato nei seguenti pacchetti di lavoro:

- **WP1: Base progettuale.** Definizione di tutte le informazioni necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare.
- **WP2: Indagine sulla sottostruttura galleggiante per FOWT.** Viene condotta una revisione dello stato dell'arte delle configurazioni di sottostruttura galleggiante proposti, identificando le principali configurazioni e le loro caratteristiche dominanti.
- **WP3: Selezione della configurazione.** Viene scelta la configurazione più adatta per il sito selezionato, sulla base di una serie di criteri preliminari.
- **WP4: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) della configurazione selezionata, per la turbina e il sito eolico specificati, adottando un approccio di analisi dinamico lineare, nel dominio della frequenza, e un modello accoppiato aero-idro.
- **WP5: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2.** Il dimensionamento preliminare del concetto identificato nel WP2 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati, compresa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi, utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando una serie di casi di carico di progettazione in gran parte basati sui DLC 1.4, 1.6, e 6.1 della norma IEC61400-3-2.
- **WP6: Progettazione preliminare degli ancoraggi.** I carichi orizzontali e verticali trasmessi agli ancoraggi, quantificati nel WP5, e le informazioni sulle caratteristiche del fondale marino vengono utilizzati per eseguire una progettazione preliminare degli ancoraggi.
- **WP7: Report.** I principali risultati del progetto sono riassunti in un report finale.

Sono stati ottenuti i seguenti risultati principali:

- **WP1: Base progettuale (capitolo 3, pagina 5):**
 - sono state definite la tipologia e le caratteristiche principali dell'aerogeneratore, sulla base dell'aerogeneratore IEA 15MW (con torre galleggiante e sistema di controllo);
 - sono state definite le condizioni ambientali, ed in particolare:
 - l'area del parco eolico offshore è stata suddivisa in due parti, rappresentative dell'ampia gamma di profondità d'acqua;
 - sono state definite le condizioni geotecniche del sito;

¹ Registered office: Via Lanzone, 31 - 20123 Milano C.F. and P.IVA: 10958550963 Operational headquarters: Viale Adriatico, pad 105 Fiera del Levante - 70132 Bari

- le condizioni meteo oceaniche sono state definite in termini di definizione concordata dei casi di carico di progetto scelti;
- **WP2: Indagine sulla sottostruttura galleggiante per FOWT (capitolo 4, pagina 35):**
 - è stata eseguita una revisione delle configurazioni delle sottostrutture galleggianti esistenti, evidenziandone lo stato dell'arte e le principali tendenze;
- **WP3: Selezione del concetto (capitolo 5, pagina 40):**
 - sono stati definiti i principali criteri di selezione della configurazione;
 - è stata selezionata la configurazione **semisommersibile**, considerando anche i criteri di assemblaggio, trasportabilità e producibilità locale;
- **WP4: Selezionati concetti di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 1 (capitolo 6, pagina 47):**
 - viene presentata la metodologia adottata per eseguire l'analisi di livello 1, inclusi la parametrizzazione di progettazione, le analisi di risposta statica e dinamica, la stima approssimativa dei costi e il modo in cui tali analisi sono state implementate numericamente;
 - vengono presentati i principali risultati delle analisi e la definizione delle principali caratteristiche geometriche e di distribuzione delle masse della sottostruttura galleggiante, della stabilità a nave integra e della risposta dinamica globale.
- **WP5: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2 (capitolo 7, pagina 56):**
 - Il dimensionamento preliminare della configurazione selezionata nel WP2 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati, compresa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi, utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando un insieme di casi di carico di progettazione in gran parte basati sui DLC 1.4, 1.6, 6.1, 9.1 e 9.2, 10.1 e 10.2, dalla norma IEC61400-3-2.
 - È stato dimostrato che la piattaforma soddisfa tutti i requisiti preliminari (vedi Tabella 25, pagina 57)
- **WP6: Progettazione preliminare degli ancoraggi (capitolo 8, pagina Errore. Il segnalibro non è definito.):**
 - i carichi orizzontali e verticali trasmessi agli ancoraggi, quantificati nel WP5, e le informazioni sulle caratteristiche del fondale marino, presentate nel WP1, vengono utilizzati per eseguire una progettazione preliminare degli ancoraggi.
- **WP7: la presente relazione**

2 Analisi della situazione

2.1 Contesto e campo di applicazione

Hope Engineering s.r.l., attraverso la persona di Fabio Paccapelo, si è rivolta all'Università di Strathclyde, attraverso Maurizio Collu, per condurre la selezione della configurazione e la progettazione preliminare di una sottostruttura galleggiante per un progetto di parco eolico offshore nel Canale di Sicilia, in Italia. Inoltre, la società Intermoor è stata incaricata di fornire supporto nella scelta delle linee di ancoraggio adatte e la società Geowynd per gli aspetti relativi alla geotecnica e alla progettazione degli ancoraggi.

Il parco eolico offshore previsto, denominato *Eureka*, ha le seguenti caratteristiche:

- 38 turbine eoliche, ciascuna con potenza nominale di circa 15 MW, per un totale di 570 MW,
- il parco eolico offshore si trova a circa 30 km dalla costa, in una profondità d'acqua di circa 120 m, e le sue coordinate medie complessive sono:
 - o Latitudine: 36.42 gradi N
 - o Longitudine: 14.68 gradi E

Sono stati concordati la seguente panoramica e ambito del progetto:

- **WP1: Base progettuale.** Definizione di tutte le informazioni necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare.
- **WP2: Indagine sulla sottostruttura galleggiante per FOWT.** Viene condotta una revisione dello stato dell'arte delle configurazioni di sottostruttura galleggiante proposti, identificando le principali configurazioni e le loro caratteristiche dominanti.
- **WP3: Selezione della configurazione.** Viene scelta la configurazione più adatta per il sito selezionato, sulla base di una serie di criteri preliminari.
- **WP4: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) della configurazione selezionata, per la turbina e il sito eolico specificati, adottando un approccio di analisi dinamico lineare, nel dominio della frequenza, e un modello accoppiato aero-idro.
- **WP5: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2.** Il dimensionamento preliminare del concetto identificato nel WP2 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati, compresa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi, utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando una serie di casi di carico di progettazione in gran parte basati sui DLC 1.4, 1.6, e 6.1 della norma IEC61400-3-2.
- **WP6: Progettazione preliminare degli ancoraggi.** I carichi orizzontali e verticali trasmessi agli ancoraggi, quantificati nel WP5, e le informazioni sulle caratteristiche del fondale marino vengono utilizzati per eseguire una progettazione preliminare degli ancoraggi.
- **WP7: Report.** I principali risultati del progetto sono riassunti in un report finale. I contributi al rapporto di Intermoor e Geowynd saranno inclusi come allegati.

2.2 Organizzazione coinvolte

2.2.1 Università di Strathclyde

L'Università di Strathclyde è una prestigiosa università tecnologica internazionale situata nel cuore di Glasgow, la più grande città della Scozia. Il suo impegno per un apprendimento utile guida la sua ricerca, l'apprendimento e l'insegnamento e il modo in cui lavora con aziende e organizzazioni.

La ricerca è di fondamentale importanza in tutto ciò che fa Strathclyde. Informa l'insegnamento dell'Università e lo aiuta a fare la differenza per le imprese, l'industria e la società nel suo complesso. Il Technology & Innovation Centre (TIC) dell'Università, che vanta anche alcune delle strutture per conferenze più moderne e flessibili di Glasgow, sta trasformando il modo in cui Strathclyde lavora con i partner. I progressi di Strathclyde nella produzione e nella qualità della ricerca sono stati significativi. Ora è tra le 20 migliori università ad alta intensità di ricerca nel Regno Unito, come mostrato nell'ultimo Research Excellence Framework (REF).

L'Università ha una vasta esperienza e competenza nell'energia eolica, nell'architettura navale, nella sicurezza marittima, nell'ingegneria offshore e nell'energia marina, in particolare nelle strutture offshore e nell'integrità strutturale marina, nell'idrodinamica marina, compreso il carico, la risposta e la sopravvivenza delle strutture offshore, la dinamica di strutture snelle (compresi gli ormeggi), la risposta strutturale e l'affidabilità e la progettazione per la sicurezza. L'Università di Strathclyde è la principale università del Regno Unito per l'eolico offshore, alla guida dei centri di dottorato WAMSS (Wind and Marine Systems & Structures) finanziati da EPSRC/Industry e REMS (Renewable Energy Marine Structures) con oltre cento dottorandi tra le università partner (Strathclyde, Edimburgo, Oxford e Cranfield) ed è una delle istituzioni ospitanti del Centro di Dottorato Industriale per le Energie Rinnovabili Offshore (IDCORE). Ha guidato il programma EPSRC Supergen Wind ed è ora il campione eolico offshore per la nuova Supergen Offshore Renewable Energy.



2.2.2 InterMoor

InterMoor è leader mondiale nella fornitura di soluzioni di ormeggio, specializzato in tutti i sistemi correlati all'ormeggio, dall'ingegneria e gestione dei progetti alla fornitura di attrezzature per l'installazione, l'ispezione e la riparazione.

InterMoor ha progettato, fornito e implementato sistemi di ormeggio tecnicamente all'avanguardia e collegato unità galleggianti in alcune delle acque con condizioni meteo marine più impegnative e nei mari più profondi del mondo. La sua vasta esperienza si estende a tutti i tipi di sistemi di ormeggio, sia temporanei e permanenti, tra cui:

- Unità di produzione galleggianti (FSO, FSO, FPU)
- Unità mobili per perforazione offshore e assistenza alla formulazione del bando

- Unità abitative semi-sommergibili
- Turbine eoliche galleggianti e convertitori di energia delle onde
- Imbarcazioni e chiatte di ogni tipo

InterMoor è fornitore leader di tecnologie hardware per ormeggio e vanta il più grande inventario globale di attrezzature di ormeggio a noleggio. Ha sviluppato prodotti basati su una profonda comprensione dei requisiti specifici delle applicazioni dei clienti, prodotti che ora sono diventati standard del settore.

I nostri ingegneri eseguono analisi dinamiche di ormeggio e installazione per progettare soluzioni di ormeggio ottimizzate e partecipano attivamente alla pianificazione, alla logistica e alle operazioni di installazione e recupero offshore per i sistemi progettati.

InterMoor Ltd è una società con sede in Scozia (numero di registrazione SC100128) con sede ad Aberdeen; e fa parte del gruppo di società Acteon.

2.2.3 Geowynd

Geowynd è un team di specialisti di grande esperienza nel campo della geotecnica offshore. La sua missione è fornire analisi geotecniche data-driven dei più alto standard ai nostri clienti, per garantire la mitigazione dei rischi e facilitare la realizzazione dei progetti.

Geowynd è specializzata nella pianificazione di indagini geognostiche offshore e di strategie avanzate di test di laboratorio, nell'interpretazione dei dati acquisiti e redazione di report interpretativi (GIR) su misura per approcci di progettazione all'avanguardia, nell'esecuzione di analisi numeriche avanzate su misura e nella progettazione di fondazioni o ancoraggi, dall'ideazione fino alle fasi di progettazione di dettaglio.

L'approccio di Geowynd si è verificato particolarmente efficace nel supportare i propri clienti nello sviluppare soluzioni di fondazione o ancoraggio ottimizzate per turbine sempre più grandi e verso siti sempre più profondi. Ciò è possibile combinando la profonda comprensione e l'applicazione di metodi di analisi avanzati mantenendo allo stesso tempo un occhio attento alle esigenze progettuali. La capacità di Geowynd di combinare efficacemente questi due aspetti è alla base del successo dei propri progetti e della soddisfazione dei propri clienti.

3 Base di progettazione

Lo scopo di questa sezione è quello di definire la base progettuale, ovvero tutte le informazioni necessarie per eseguire tutte le analisi condotte nei capitoli successivi.

3.1 Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine

L'Agenzia Internazionale per l'Energia (www.iea.org) ha definito un modello di turbina eolica offshore da 15- MW di riferimento, ad accesso aperto, nei compiti *IEA Wind TCP Task 37*: la turbina eolica offshore di riferimento IEA Wind 15-MW. Questo modello è adottato come turbina eolica di riferimento per il presente progetto, poiché rappresenta un progetto industrialmente rilevante, eppure fornisce diversi dettagli tecnici non solitamente forniti dall'OEM della turbina eolica, e quindi consente un'analisi più avanzata, portando a risultati più accurati.

All the information relative to the IEA 15-MW Offshore Reference Wind Turbine have been taken from

3.1.1 Panoramica e caratteristiche principali

Questa turbina eolica a tre pale controvento è una macchina di Classe 1B, con un diametro del rotore di 290 m e un'altezza del mozzo di 170 m, come illustrato in Figura 1. Le strategie di controllo della velocità variabile e del passo collettivo sono impiegate per regolare le prestazioni dell'aerogeneratore, cioè, ad alto livello per velocità del vento inferiori a quella nominale, il regolatore di coppia del generatore è attivo per regolare la velocità di rotazione del rotore, al fine di ottenere il rapporto ottimale di velocità della punta ed estrarre la massima quantità di energia dal vento, mentre per velocità del vento superiori a quella nominale, il regolatore del passo della pala diventa attivo per garantire una coppia costante del generatore/velocità di rotazione del generatore, fornendo una potenza costante. Alla velocità nominale del vento (10.6 m/s), la potenza (nominale) è di 15 MW e la forza di spinta raggiunge il suo massimo, 2.5 MN. I parametri chiave dell'aerogeneratore offshore IEA Wind 15 MW sono forniti nella Tabella 1.



Figura 1: L'aerogeneratore offshore di riferimento IEA Wind 15-MW (si noti che, per il presente lavoro, sono state considerate solo le caratteristiche della torre e del gruppo rotore-navoletta – non della sottostruttura) [1]

Tabella 1: Parametri chiave per la turbina eolica offshore di riferimento IEA Wind 15 MW [1]

Parametro	Unità	Aerogeneratore offshore IEA Wind 15MW
Potenza nominale	MW	15
Classe turbina	-	IEC Class IB
Potenza specifica	W/m ²	225
Orientamento del rotore	-	Controvento
Numero di pale	-	3
Controllo	-	Velocità variabile, passo collettivo
Velocità vento di cut-in (di spunto)	m/s	3
Velocità nominale del vento	m/s	10.59
Velocità vento di cut-out (di spunto)	m/s	25
Diametro Rotore	m	291
Serie dei profili di pala	-	FFA-W3
Altezza mozzo	m	170
Diametro mozzo	m	7.94
Sporgenza mozzo	m	11.35

Gruppo trasmissione	-	Bassa velocità
	-	Direct drive
TSR (rapporto tra velocità periferica di pala e velocità del vento) di progetto	-	9
Velocità minima del rotore	rpm	2.04
Velocità nominale del rotore	rpm	6.8
Velocità massima dell'estremità della pala	m/s	103
Angolo di inclinazione dell'albero	deg	6
Angolo pre-cono rotore	deg	-4
Pre-curvatura della pala	m	4
Massa della pala	t	60
Massa del gruppo rotore-navicella (RNA)	t	800
Massa della torre	t	1263
Diametro della base della torre	m	8

3.1.2 Proprietà principali della torre

La torre è progettata come un tubo di acciaio isotropo con le proprietà principali e le proprietà del materiale in acciaio fornite rispettivamente nella Tabella 2 e nella Table 3. L'intervallo di velocità operativa del rotore che vincola il progetto (Ω_{const}) è determinato tra 2.04 e 7.68 rpm.

Tabella 2: Proprietà della torre [1]

Parametro	Unità	Valore
Massa	t	1263
Lunghezza	m	149.495
Altezza della base della torre	m	15
Diametro della base della torre	m	10
Diametro della cima della torre	m	6.5
1° modo di vibrazione della torre, fronte-retro	Hz	0.496
1° modo di vibrazione della torre, laterale	Hz	0.483

Table 3: Proprietà dei materiali in acciaio per la torre per sottostrutture galleggianti [1]

Parametro	Simbolo	Unità	Valore
-----------	---------	-------	--------

Modulo di Young	E	Pa	200E+11
Modulo di taglio	G	Pa	793E+10
Densità	ρ_0	kg/m ³	785E+3

Si noti che l'altezza della torre, nel progetto preliminare, è regolata in base al progetto della piattaforma di supporto, più precisamente in base all'altezza dell'elemento di transizione sopra la superficie, per garantire che l'altezza del mozzo sopra il livello dell'acqua di mare sia mantenuta a 150 m.

3.1.3 Proprietà principali del rotore e della navicella

Il gruppo rotore e navicella (RNA) è illustrato in Figura 2 e alcuni dei suoi parametri chiave sono riportati in Tabella 4.

La distanza verticale dalla sommità della torre all'albero del rotore ($Twr2Shft$ nella Figura 2) è di 4.348 m e la distanza verticale dal piano della torre alla base della gondola (altezza del cuscinetto di imbardata) è di 0.38 m. La distanza dall'asse di imbardata all'apice del rotore ($OverHang$) è di 10.99 m. Il momento di inerzia della navicella a beccheggio, a rollio e a imbardata, attorno al centro di massa della navicella sono, rispettivamente, di $7.675E +06 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, $1.056E +07 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ ($NacInerSS$), $8.127E +06 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ ($NacInerZ$).

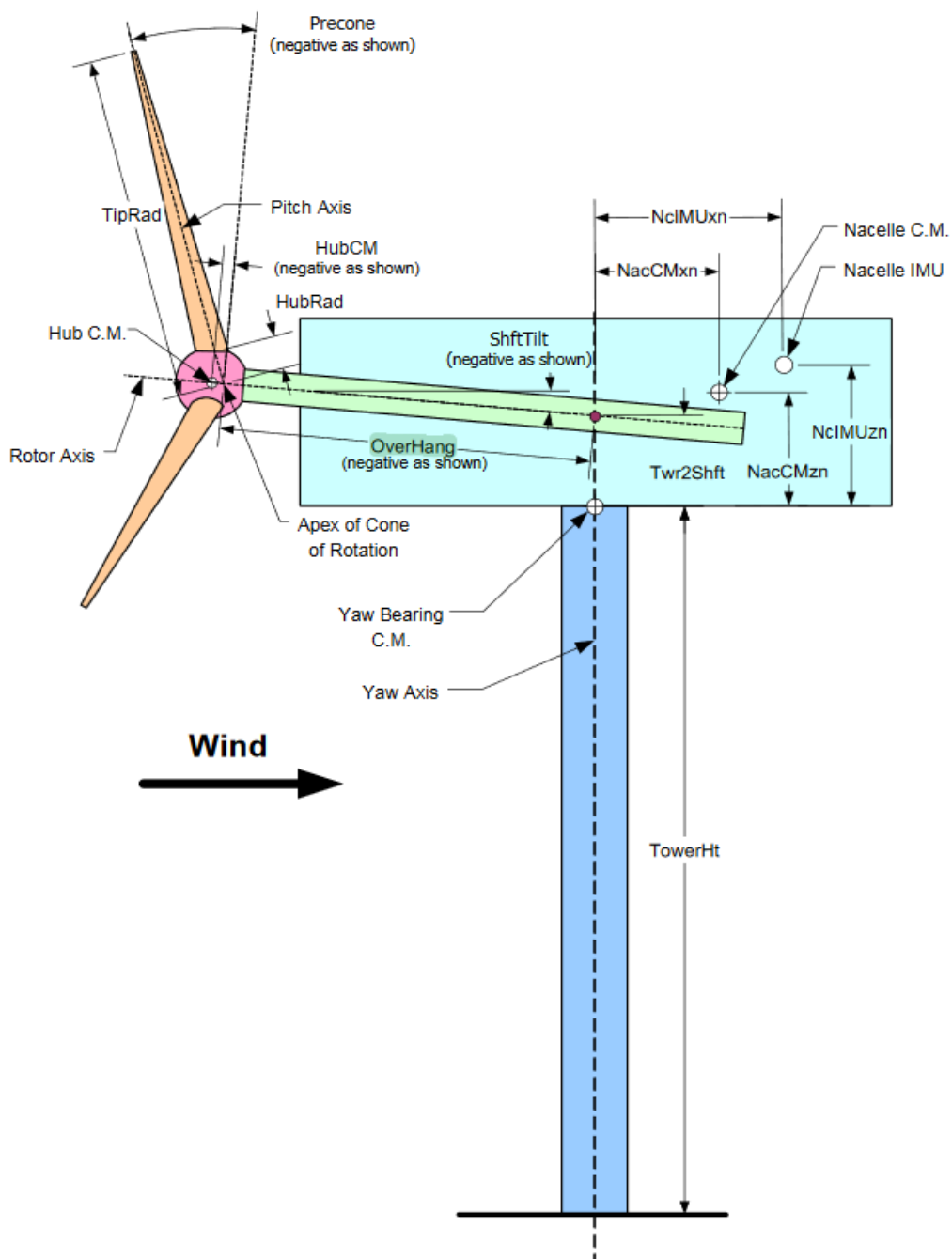


Figura 2: Illustrazione del gruppo rotore-navicella (RNA) [2]

Tabella 4: Parametri chiave per il gruppo rotore-navicella (RNA) [3]

Parametri	Unità	Valore
Massa mozzo	kg	1.900E+05
Massa del rotore	kg	1.958E+05
Momento d'inerzia del mozzo sull'asse del rotore	kg-m ²	1.373E+06
Inerzia del generatore sull'HSS	kg-m ²	3.223E+06
Distanza laterale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella (<i>NacCMxn</i>)	m	4.688E+00
Distanza laterale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella (<i>NacCMyn</i>)	m	0
Distanza verticale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella (<i>NacCMzn</i>)	m	4.240E+00
Massa della navicella	kg	6.309E+05
Momento d'inerzia della gondola sull'asse di imbardata	kg-m ²	1.889E+07
Centro di massa della RNA rispetto alla sommità della torre (<i>CMx_RNA</i>)	m	6.589E+00
<i>CMy_RNA</i>	m	0.000E+00
<i>CMz_RNA</i>	m	4.276E+00
Momento d'inerzia di massa dell'RNA rispetto alla sommità della torre <i>Ixx_RNA</i>	kg-m ²	3.694E+08
<i>Iyy_RNA</i>	kg-m ²	2.511E+08
<i>Izz_RNA</i>	kg-m ²	1.947E+08
<i>Ixy_RNA</i>	kg-m ²	2.979E+04
<i>Ixz_RNA</i>	kg-m ²	3.519E+07
<i>Iyz_RNA</i>	kg-m ²	9.672E+03
Distanza orizzontale sottovento tra l'asse di imbardata e GenCM	m	-5.935E+00
Rigidezza torsionale del gruppo di trasmissione	N-m/rad	1.409E+10

3.1.4 Pala

La serie di profili aerodinamici DTU FFA-W3 viene utilizzata per le pale dell'aerogeneratore offshore IEA Wind da 15 MW, come mostrato in Figura 3. La posizione in senso longitudinale e il nome del profilo aerodinamico corrispondente sono mostrati nella Tabella 5. Le proprietà della pala sono fornite nella Tabella 6.

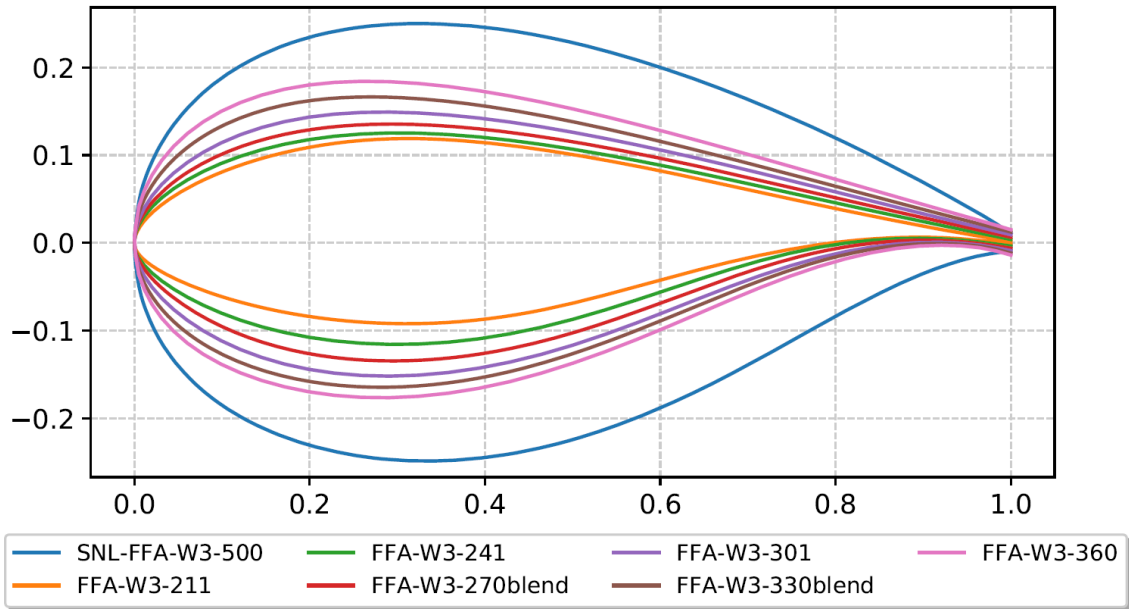


Figura 3: famiglia di profili aerodinamici DTU FFA-W3 utilizzati nella turbina eolica offshore da 15 MW dell'IEA

Tabella 5: Posizione lungo la pala e nome del profilo aerodinamico [3]

Posizione lungo la pala [r/R]	Nome profilo aerodinamico
0	Circolare
0.02	Circolare
0.15	SNL-FFA-W3-500
0.245170317	FFA-W3-360
0.328843951	FFA-W3-330blend
0.439179346	FFA-W3-301
0.537671407	FFA-W3-270blend
0.638207657	FFA-W3-241
0.771743852	FFA-W3-211

Tabella 6: Proprietà della pala [3]

Descrizione	Unità	Valore
Lunghezza della pala	m	117
Diametro alla radice della pala	m	5.20
Lunghezza del profilo circolare alla radice della pala	m	2.34
Corda max	m	5.77
Posizione della corda massima lungo la pala	m	27.2
Flessione dell'estremità della pala a riposo	m	4.00
Angolo di precone	deg	4.00
Massa della pala	kg	65,250
Centro di massa della pala	m	26.8
Frequenza naturale del primo modo di vibrazione edgewise	Hz	0.642
Frequenza naturale del primo modo di vibrazione flapwise	Hz	0.555
Azienda design C_P, C_T	-	0.489, 0.799
Produzione energetica annuale	GWh	77.4

3.1.5 Navicella

Il grafico e il modello CAD del layout della gondola dell'aerogeneratore IEA Wind 15MW sono forniti nella Figura 4, mentre le masse dei componenti della navicella sono fornite nella Tabella 7.

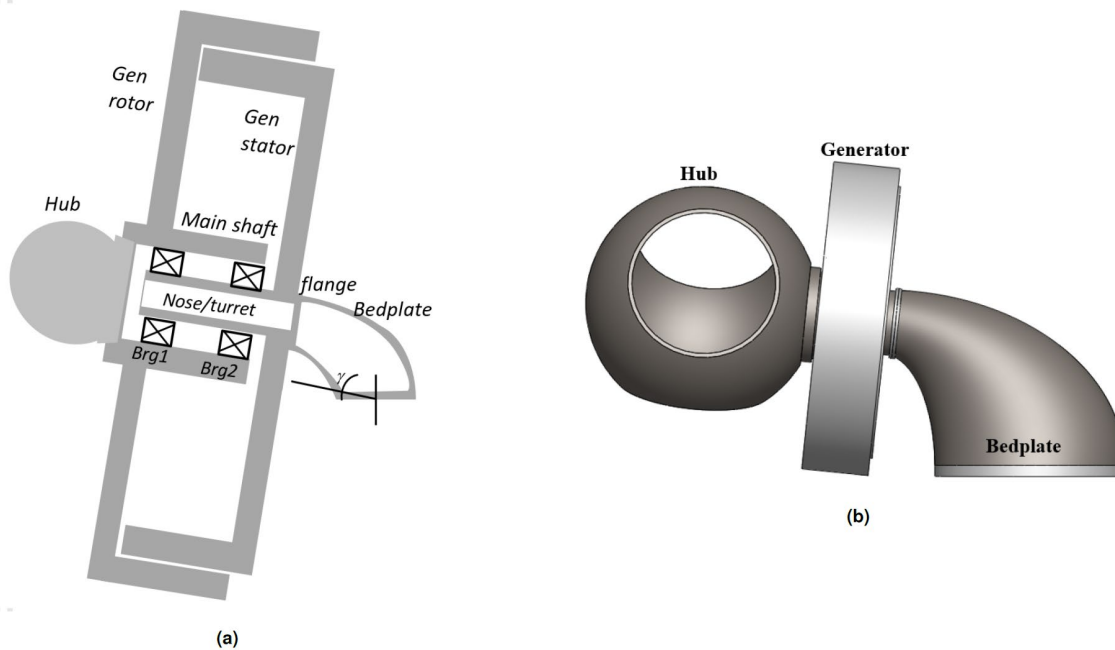


Figura 4: (a) grafico e (b) modello CAD del layout della navicella dell'aerogeneratore IEA Wind da 15- MW [3]

Tabella 7: Masse dei componenti della navicella [3]

Parametri	Unità	Valore
Massa della piastra di appoggio	t	70.329
Massa della carenatura del rotore	t	11.394
Massa dello statore del generatore	t	226.629
Massa del rotore del generatore	t	144.963
Massa cuscinetto albero TDO	t	2.23
Massa cuscinetto albero SRB	t	5.664
Massa della flangia	t	3.946

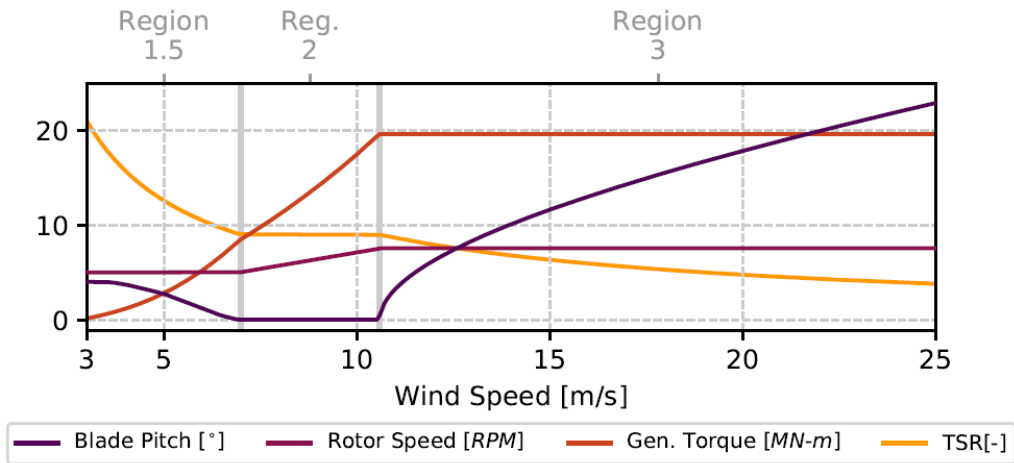
Massa dell'albero	t	15.734
Massa altre attrezzature varie	t	50.0
Massa del cuscinetto di imbardata	t	100.0
Totale navicella meno mozzo	t	630.88

3.1.6 Sistema di controllo

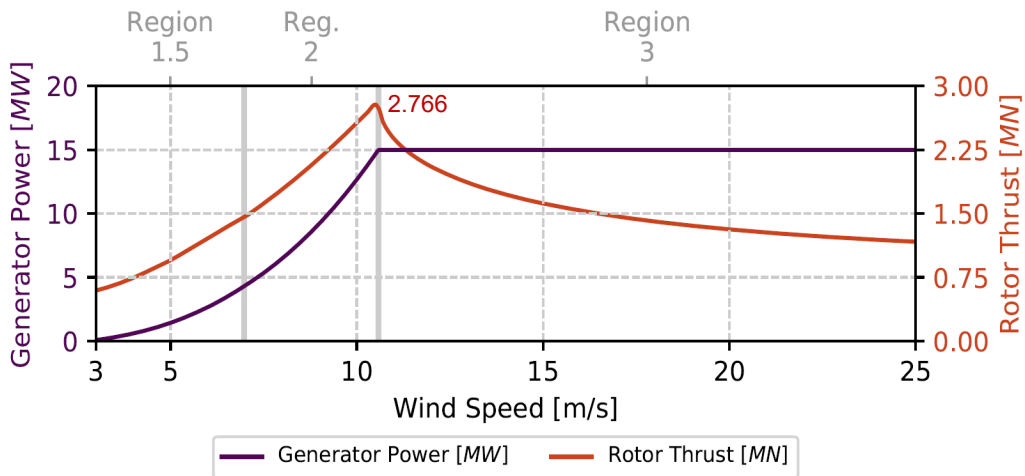
Il sistema di controllo open source di riferimento NREL (ROSCO) viene utilizzato come strategia di controllo per la turbina eolica di riferimento offshore IEA Wind 15-MW. Il rotore funziona con una velocità di rotazione minima di 5 rpm e una velocità di rotazione nominale di 7.55 rpm a 10.59 m/s, con una velocità nominale massima dell'estremità della pala di 95 m/s. Il rotore mantiene un passo delle pale di 0° al TSR di progetto, aumentando il passo delle pale a basse velocità del vento per estrarre la massima potenza dal vento ma mantenendo la velocità minima del rotore. Il passo delle pale viene aumentato per velocità del vento oltre quella nominale di 10,59 m/s. Il rapporto di progetto tra lo smorzamento e la frequenza naturale è fornito nella Tabella 8. Le prestazioni della turbina da 15MW, valutate con il modello BEM di OpenFAST, utilizzando il sistema di controllo ROSCO, sono fornite in Figure 5. Si noti che la versione modificata (del sistema di controllo ROSCO) per la turbina eolica galleggiante, descritta in [1], è stata adottata nel presente lavoro.

Tabella 8: Rapporto di progetto tra lo smorzamento e la frequenza naturale [1], [3]

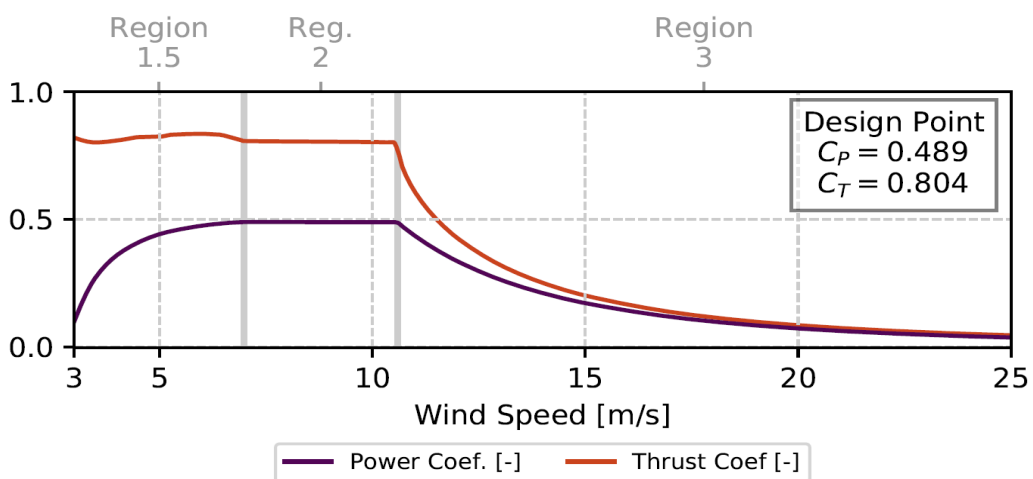
Parametri	Unità	Valore
Sistema di controllo del passo delle pale: smorzamento di progetto	rad/s	1
Sistema di controllo del passo delle pale: frequenza naturale di progetto	rad/s	0.2
Sistema di controllo della coppia: smorzamento di progetto	rad/s	0.85
Sistema di controllo della coppia: frequenza naturale di progetto	rad/s	0.12



(a) Curve di regolazione del sistema di controllo



(b) Curva di potenza e spinta



(c) Coefficienti di prestazione aerodinamica

Figure 5: : Prestazioni della turbina da 15MW, valutate con il modello BEM di OpenFAST, utilizzando il sistema di controllo ROSCO [1], [3]

3.2 Condizioni ambientali

Le condizioni ambientali nel sito di destinazione sono importanti per guidare la scelta della configurazione ottimale della struttura di supporto galleggiante, nonché necessarie per la sua progettazione concettuale e di base².

Queste sono raggruppati in tre sezioni:

- Batimetria, con informazioni fornite da Hope Engineering s.r.l.;
- Condizioni geotecniche, sulla base della relazione di Geowynd;
- Condizioni meteo oceaniche, tra cui vento normale ed estremo, onde, correnti marine, livello del mare, salinità e condizioni di temperatura, sulla base del rapporto di Scientific Engineering ltd [4].

3.2.1 Batimetria [*Hope Engineering and University of Strathclyde*]

Nella Figura 6 è mostrato il layout del parco eolico (ogni punto bianco rappresenta una turbina eolica), i cavi inter-array (in arancione) e il collegamento a terra, in verde.

Utilizzando il database GEBCO (<https://download.gebco.net/>), e le coordinate di ciascuna turbina eolica, fornite da Hope Engineering nella proiezione EPSG 32633 (UTM WGS84 Fuso 33), è stato possibile estrarre la profondità d'acqua stimata per ciascuna turbina eolica, mostrata nella Tabella 9.

La profondità dell'acqua varia da un minimo di 122m ad un massimo di 148m. La profondità media dell'acqua (di tutte le turbine eoliche) è di 138.7 m; pertanto, nella presente una profondità dell'acqua arrotondata di 139 m sarà considerata come profondità dell'acqua di riferimento.

² The terminology here used for the design phase refers to the technical report [4] Müller K, Lemmer F, Borisade F, Kretschmer M, Gruber J, Hagemann L, et al. LIFES50+ D7. 4 State-of-the-Art FOWT design practice and guidelines. Tech. rep., University of Stuttgart; 2015.

Tabella 9: Coordinate delle turbine eoliche e profondità dell'acqua

#	WTG			Latitudine	Longitudine	Profondità
		Nord	Est			
0	WE01	4038659.07	474672.69	36.493	14.717	-127
1	WE02	4038795.33	477027.25	36.494	14.743	-122
2	WE03	4036631.78	467088.99	36.474	14.633	-146
3	WE04	4036768.04	469443.54	36.476	14.659	-148
4	WE05	4036904.3	471798.1	36.477	14.685	-146
5	WE06	4037040.56	474152.65	36.478	14.711	-140
6	WE07	4037176.82	476507.21	36.480	14.738	-133
7	WE08	4035149.53	468923.5	36.461	14.653	-140
8	WE09	4035285.79	471278.06	36.462	14.679	-138
9	WE10	4035422.06	473632.61	36.464	14.706	-137
10	WE11	4035558.32	475987.17	36.465	14.732	-134
11	WE12	4033531.03	468403.46	36.446	14.647	-139
12	WE13	4033667.29	470758.02	36.448	14.674	-138
13	WE14	4033803.55	473112.58	36.449	14.700	-133
14	WE15	4033939.81	475467.13	36.450	14.726	-131
15	WE16	4031912.52	467883.43	36.432	14.642	-145
16	WE17	4032048.78	470237.98	36.433	14.668	-139
17	WE18	4032185.04	472592.54	36.434	14.694	-138
18	WE19	4032321.31	474947.09	36.436	14.720	-135
19	WE20	4030294.02	467363.39	36.417	14.636	-142
20	WE21	4030430.28	469717.94	36.419	14.662	-141
21	WE22	4030566.54	472072.5	36.420	14.688	-135
22	WE23	4030702.8	474427.05	36.421	14.715	-139
23	WE24	4028675.51	466843.35	36.403	14.630	-144
24	WE25	4028811.77	469197.9	36.404	14.656	-143
25	WE26	4028948.03	471552.46	36.405	14.683	-137
26	WE27	4029084.3	473907.02	36.407	14.709	-133
27	WE28	4027057.01	466323.31	36.388	14.624	-144
28	WE29	4027193.27	468677.87	36.389	14.651	-144
29	WE30	4027329.53	471032.42	36.391	14.677	-139
30	WE31	4027465.79	473386.98	36.392	14.703	-133
31	WE32	4025438.5	465803.27	36.373	14.619	-139
32	WE33	4025574.76	468157.83	36.375	14.645	-142
33	WE34	4025711.02	470512.38	36.376	14.671	-142
34	WE35	4025847.28	472866.94	36.377	14.698	-138
35	WE36	4024092.52	469992.35	36.361	14.666	-141
36	WE37	4024228.78	472346.9	36.363	14.692	-142
37	WE38	4022610.27	471826.86	36.348	14.686	-144



Figura 6 Layout parco eolico offshore. Creato con Google Earth

3.2.2 Condizioni stimate dei fondali [Geowynd]

Si faccia riferimento all'allegato R.3.2.

3.2.3 Condizioni meteo oceaniche: definizione delle condizioni dei Design Load Cases (DLC)

Le informazioni sulle condizioni normali ed estreme riportate in [4] sono utilizzate per derivare il vento, le onde, le correnti marine e le condizioni del livello dell'acqua di mare, normali ed estreme, necessarie per procedere con il progetto concettuale (livello 1) e di base (livello 2), rispettivamente nella sezione 6 e nella sezione 7.

Sebbene il presente progetto non miri alla classificazione e certificazione finale delle turbine eoliche offshore utilizzate, poiché ciò avverrà in una fase successiva della progettazione, al fine di migliorare la pertinenza delle condizioni meteo oceaniche considerate e di accelerare il processo di progettazione delle turbine eoliche, è stato scelto di quantificare le condizioni meteo oceaniche considerate (in larga misura) in base alle "Design Load Cases (DLC)" definite nelle pertinenti norme tecniche della Commissione Elettrotecnica Internazionale, vale a dire IEC 61400-1 [5], IEC 61400-3-1 [6] e IEC 61400-3-2 [7], riportate nella Tabella 10, e considerando l'aerogeneratore descritto nella sezione 3.1, che è un aerogeneratore di classe IB.

Quindi, nelle seguenti tabelle, sono dettagliate le condizioni descritte nella Tabella 10:

- Tabella 11: Condizioni del vento – valore dei parametri principali
- Tabella 12: Condizioni del vento - acronimi utilizzati.
- Tabella 13: Onde - acronimi utilizzati e valore dei parametri principali.13
- Tabella 14: Direzionalità
- Tabella 15: Correnti marine - acronimi utilizzati e valore dei principali parametri.
- Tabella 16: Livello dell'acqua - acronimi utilizzati e valore dei parametri principali.

Infine, nell'Appendix A, i dati precedenti vengono trasformati in valori di input di condizioni meteo oceaniche per tutte le simulazioni eseguite – incluso il numero di simulazioni.

Va notato che la simmetria della sottostruttura è stata sfruttata per ridurre il numero di simulazioni, cioè, a causa della simmetria rotazionale di 120 gradi della piattaforma, quando è necessario considerare più direzioni d'onda, è stata considerata solo la direzione da 0 a 120 gradi (ogni 30 gradi).

Nella Figura 7 sono presentate le notazioni utilizzate per le direzioni del vento, delle onde e della corrente marina.

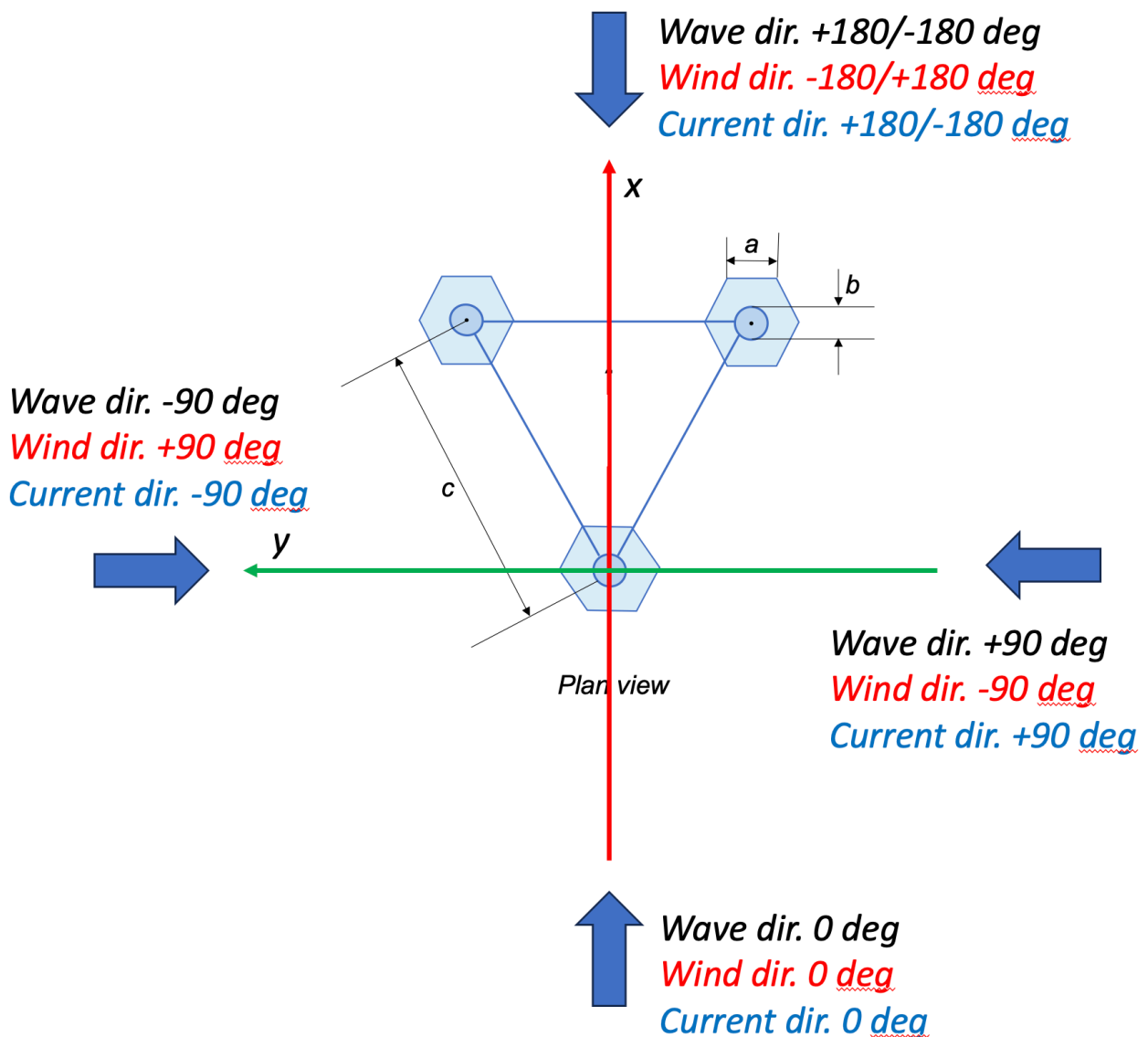


Figura 7: Notazione per la direzione del vento, delle onde e della corrente marina. L'asse della torre dell'aerogeneratore è all'origine in x e y, sempre rivolto verso la direzione del vento (se non diversamente indicato)

Tabella 10: Casi di carico di progetto considerati, estratti e adattati da [6], [7]

Situazione progettuale	DLC	Condizione del vento	Onde	Direzionalità	Correnti marine	Livello d'acqua	Altre condizioni	Tipo di Analisi	Coefficiente di sicurezza
Produzione di energia	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NC M	MSL	/	U	N

	1.4	ECD V _{hub} = V _r - 2m/s, V _r , V _r +2m/ s	NSS H _s = E[H _s V _{hub}] b]	MIS, wind directio n change *	NC M	MSL	/	U	N
	1.6	NTM V _{in} < V _{hub} < V _{out}	SSS H _s = H _s ,SSS	COD, UNI	NC M	MSL	/	U	N
* IEC61400-3-1 Per DLC 1.4 si può presumere che il vento e le onde siano co-direzionali prima del cambiamento transitorio nella direzione del vento									
(Turbina) Parcheggiat a (ferma o a rotazione libera)	6.1	EWM turbulent wind model, V _{hub} = V _{ref}	ESS, H _s = H _s ,50	MIS, MUL	EC M U = U ₅₀	EWL R	/	U	N
Produzione di energia	9.1	NTM V _{in} < V _{hub} < V _{out}	NSS	MIS, MUL	NC M	MSL	Transitorio tra condizione di linee di ormeggio intatte e danneggiat e	U	A
	9.2	NTM V _{in} < V _{hub} < V _{out}	NSS	MIS, MUL	NC M	MSL	Condizione di regime con una linea di ormeggio danneggiat a	U	A
(Turbina) Parcheggiat a (ferma o a rotazione libera)	10.1	EWM turbulent wind model, V _{hub} = V _{ref}	ESS	MIS, MUL	EC M	EWL R	Transitorio tra condizione di linee di ormeggio intatte e danneggiat e	U	A

	10.2	EWM turbulent wind model, V_hub = V_ref	ESS	MIS, MUL	EC M	EWL R	Condizione di regime con una linea di ormeggio danneggiat a	U	A
--	------	--	-----	-------------	---------	----------	---	---	---

3.2.3.1 Condizioni di vento

Tabella 11: Condizioni del vento – valore dei parametri principali

Variabile	u.m.	Valore	Descrizione	Rif.				
V_ave	[m/s]	10 (7)	<p>Velocità del vento media annuale, a livello del mozzo.</p> <p>Determinata in base alla classe della turbina eolica (IEC 61400-1) se non sono disponibili dati specifici del sito o in base a dati specifici del sito, se disponibili.</p> <p>Per questo sito, in base a [4]:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>$V_{10m,1h}$ [m/s]</td> <td>$V_{100m,1h}$ [m/s]</td> </tr> <tr> <td>6.7</td> <td>8.0</td> </tr> </table> <p>Adottando una legge a potenza per la stima del profilo del vento (in funzione dell'altezza s.l.m.), è possibile ricavare l'esponente della legge di potenza utilizzando il rapporto tra le due velocità del vento e il rapporto tra le due altezze considerate. Sulla base di ciò, l'esponente della legge di potenza è:</p> $\alpha = \log_{10} \left(\frac{V_{100m,1h}}{V_{10m,1h}} \right) = 0.077$ <p>Pertanto, è possibile derivare la velocità media del vento di 1 ora all'altezza del mozzo (150 m) come:</p> $V_{150m,1h}(\text{estimate } A) = V_{100m,1h} \left(\frac{150m}{100m} \right)^\alpha = 8.25 \text{ m/s}$ <p>Se, invece, si adotta l'esponente di potenza pari a 0.14 (come da NTM), e prendendo come riferimento la velocità del vento a 100 m, si ottiene quanto segue:</p> $\alpha = 0.14 \text{ as per NTM IEC 61400 - 1}$	$V_{10m,1h}$ [m/s]	$V_{100m,1h}$ [m/s]	6.7	8.0	[5]
$V_{10m,1h}$ [m/s]	$V_{100m,1h}$ [m/s]							
6.7	8.0							

			$V_{150m,1h}(estimate\ B) = V_{100m,1h} \left(\frac{150m}{100m} \right)^{0.14} = 8.47\ m/s$ <p>N.B. N.B. Per il presente progetto si utilizza $V_{ave} = 10\ m/s^3$</p>					
V_hub	[m/s]	Dipende dal DLC	Velocità media del vento (su 10 minuti) a livello del mozzo	\				
V_in	[m/s]	3	Velocità del vento cut-in della turbina eolica	[3]				
V_out	[m/s]	25	Velocità del vento cut-out della turbina eolica					
V_r	[m/s]	10.59	Velocità nominale del vento della turbina eolica					
V_ref	[m/s]	50 (40)	<p>Velocità del vento di riferimento, per la classe di turbina eolica IB</p> <p>Determinata in base alla classe della turbina eolica (IEC 61400-1) se non sono disponibili dati specifici del sito o in base a dati specifici del sito, se disponibili.</p> <p>Nel sito considerato, la velocità massima del vento del periodo di ritorno di 50 anni è ([4], Tabella 19), a 10 e 100 m s.l.m. è uguale a:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>$V_{10m,50-y}$ (at 10 m a.s.l.) [m/s]</th> <th>$V_{100m,50-y}$ (at 100 m a.s.l.) [m/s]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">22.13</td> <td style="text-align: center;">28.88</td> </tr> </tbody> </table> <p>Adottando una legge a potenza per la stima del profilo del vento (in funzione dell'altezza s.l.m.), è possibile ricavare l'esponente della legge di potenza utilizzando il rapporto tra le due velocità del vento e il rapporto tra le due altezze considerate. Sulla base di ciò, l'esponente della legge di potenza è:</p> $\alpha = \log_{10} \left(\frac{V_{100m,50y}}{V_{10m,50y}} \right) = 0.116$ <p>Pertanto, è possibile derivare la velocità media estrema del vento di 1- ora (50- anni di ritorno) all'altezza del mozzo (150 m) come:</p> $V_{150m,50y} = V_{100m,50y} \left(\frac{150m}{100m} \right)^\alpha = 30.27\ m/s$	$V_{10m,50-y}$ (at 10 m a.s.l.) [m/s]	$V_{100m,50-y}$ (at 100 m a.s.l.) [m/s]	22.13	28.88	[5]
$V_{10m,50-y}$ (at 10 m a.s.l.) [m/s]	$V_{100m,50-y}$ (at 100 m a.s.l.) [m/s]							
22.13	28.88							

³ As agreed by all partners

		<p>E la velocità media estrema del vento di 10 minuti (ritorno di 50 anni) all'altezza del mozzo sarà ([5], sezione 6.4.3.1):</p> $V_{150m,50y,10min} = \frac{V_{150m,50y}}{0.95} = 31.86 \frac{m}{s} \sim 32 \frac{m}{s}$ <p>N.B. N.B. Per il presente progetto si utilizza V_ref = 50 m/s⁴</p>	
--	--	--	--

Tabella 12: Condizioni del vento - acronimi utilizzati.

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
ECD	Raffica estrema coerente con cambio di direzione	$V_{cg} = 15 \left[\frac{m}{s} \right]$ $V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0.5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\pi * \frac{t}{T}\right) \right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{for } t \geq T \end{cases}$ $T = 10 [s]$	[5]
ETM	Modello con turbolenza estrema	<p>Si utilizza il modello del profilo del vento normale (legge di potenza, esponente $\alpha = 0,2$) e la turbolenza con deviazione standard della componente longitudinale data da:</p> $\sigma_1 = c I_{ref} \left[0.072 \left(\frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right]$ $c = 2 m/s$	
EWM	Modello di velocità del vento estrema	<p>Il modello del vento deve essere basato sulla velocità del vento di riferimento, V_ref, e su una deviazione standard di turbolenza fissa, con:</p> $V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}, \text{ i.e., power law exponent } \alpha = 0.11$ $\sigma_1 = 0.11 V_{hub}, \text{ i.e., TI } 11\%$ <p>I valori V_ref e α riportati nella norma possono essere adottati in assenza di dati centro specifici. In [4] i valori specifici del sito per la velocità del vento estrema di ritorno media di 10 minuti e 50 anni a livello di hub sono riportati nella sezione 3.2.3.1.</p>	
NTM	Modello di turbolenza normale	<p>Modello di turbolenza normale</p> $\sigma_1 = I_{ref}(0.75 * V_{hub} + b)$ $b = 5.6 \left[\frac{m}{s} \right]$	

⁴ As agreed by all partners.

		<p>I_{ref} è, per una turbina eolica di classe 1B, pari al 14%.</p> <p>Per condizioni di vento normale, esponente della legge di potenza $\alpha = 0.14$</p>	
--	--	--	--

3.2.3.2 Onde

Tabella 13: Onde - acronimi utilizzati e valore dei parametri principali. 13

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.								
ESS $H_s = H_{s,50}$	Stato del mare estremo	<p>In assenza di informazioni che definiscano la distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine di vento e onde estremi, l'estrema velocità del vento di 10- minuti con un periodo di ritorno di 50- anni si verifica durante lo stato estremo del mare di 3- ore con un periodo di ritorno di 50- anni.</p> <p>Per il sito dato, il ritorno di 50- anni H_s e T_p associato, in funzione della direzione dell'onda, insieme al parametro di picco, è fornito in [4].</p> <p>Ad ogni modo, non essendo ancora stata stabilita quale sia la posizione relativa degli aerogeneratori rispetto al Nord geografico, per tutte le direzioni è stato adottato il valore omnidirezionale H_s (e relativo range di T_p) pari a:</p> <table border="1" data-bbox="571 1144 1310 1256"> <thead> <tr> <th>H_s [m]</th> <th>T_p [s]</th> <th>Gamma [-]</th> <th>Theta_wm [deg]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8.02</td> <td>11.69 – 11.75</td> <td>Calcolato⁵</td> <td>omnidirezionale</td> </tr> </tbody> </table>	H_s [m]	T_p [s]	Gamma [-]	Theta_wm [deg]	8.02	11.69 – 11.75	Calcolato ⁵	omnidirezionale	[6]
H_s [m]	T_p [s]	Gamma [-]	Theta_wm [deg]								
8.02	11.69 – 11.75	Calcolato ⁵	omnidirezionale								
NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	Stato del mare normale	<p>H_s, T_p e direzione per ciascun NSS devono essere selezionati, insieme alla velocità media del vento associata, in base alla distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine dei parametri metoceanici appropriati per il sito previsto.</p> <p>La distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine non è disponibile, quindi per derivare il valore atteso di H_s condizionato a V_{hub} è stata adottata la relazione tra H_s e V_{10m} (velocità del vento a 10m sopra il livello medio dell'acqua) fornita in [4], pari a (valori percentili 5, 50, e 95):</p> $H_s = a \cdot V_{10m,1h}^b + c$ <p> a: 0.0110 (5), 0.0112 (50), 0.0114 (95) b: 2.0916 (5), 2.0988 (50), 2.1060 (95) c: 0.5461 (5), 0.5490 (50), 0.5519 (95) </p>	[6]								

⁵ N.B. This value has been calculated as the average of all the wave spectral peakedness factors recorded in the ERA5 reanalysis/hindcast database.

		<p>Per la definizione del DLC è stato assunto il valore del 50%.</p> <p>V_{10m} è derivato da V_{hub} applicando la legge di potenza del profilo eolico e il relativo coefficiente α. Il T_p associato viene derivato utilizzando l'equazione fornita in [4] (valori percentili 5, 50, e 95):</p> $T_p = a \cdot H_s^b$ <p>a: 6.4825 (5), 6.4873 (50), 6.4921 (95)</p> <p>b: 0.2832 (5), 0.2842 (50), 0.2852 (95)</p> <p>Per la definizione del DLC è stato assunto il valore del 50%.</p>	
SSS $H_s = H_{s,SSS}$	Stato del mare gravoso	<p>Per tutte le velocità medie del vento, l'altezza d'onda estrema significativa incondizionata $H_{s,50}$, con un periodo di ritorno di 50 anni, può essere utilizzata come valore conservativo di $H_{s,SSS}(V)$.</p> <p>Pertanto, sono stati applicati gli stessi valori dell'ESS.</p>	[6]

3.2.3.3 Direzionalità

Tabella 14: Direzionalità

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
COD	Co-direzionale	Vento e onde che agiscono nella stessa direzione	
MIS	Disallineata	Vento e onde che agiscono da direzioni diverse	
MUL	Multidirezionale	Vento e onde che agiscono da più direzioni	
UNI	Unidirezionale	Agente in un'unica direzione	

3.2.3.4 Correnti marine

Tabella 15: Correnti marine - acronimi utilizzati e valore dei principali parametri.

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
ECM, $U = U_{50}$	Modello di corrente marina estrema	<p>In assenza di informazioni che definiscano la distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine degli estremi, è prudente applicare correnti con periodo di ritorno di 1 anno e 50 anni e supporre che la corrente sia co-direzionale con le onde.</p> <p>Per il sito dato, come riportato in [4], viene fornita la velocità della corrente marina di ritorno di 50 anni (U_{50}), in funzione della direzione (rispetto al Nord geografico).</p>	[6]

		<p>Ad ogni modo, non essendo ancora stata stabilita quale sia la posizione relativa della/e turbina/e eolica/e rispetto al Nord geografico, è stato adottato il valore U_50 più elevato (relativo al valore omnidirezionale), pari a:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>U_50 [m/s]</th> <th>Theta_c [deg]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">1.27</td> <td style="text-align: center;">in tutte le direzioni</td> </tr> </tbody> </table>	U_50 [m/s]	Theta_c [deg]	1.27	in tutte le direzioni	
U_50 [m/s]	Theta_c [deg]						
1.27	in tutte le direzioni						
NCM	Modello di corrente marina normale	<p>Nei presenti DLC, si assume l'NCM per il caso di carico finale 1.4 e 1.6, 9.1, 9.2 che coinvolgono NSS e SSS, e quindi per ogni caso di carico la velocità delle correnti generate dal vento può essere stimata dalla relativa velocità media del vento, come segue:</p> $U(z) = U(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right)$ $U(0) = 0.01 * V_{1-hour}(z = 10m)$ <p>Dove U(z) è la velocità della corrente marina alla profondità z, U(0) alla profondità 0, cioè a livello della superficie, e V_1-ora(z=10 m) è la velocità media (oraria) del vento a 10 m sopra il livello della linea di galleggiamento, dove:</p> $V_{1-hour} = V_{10-min} * 0.95$ <p>Alla velocità della corrente generata dal vento, è stata aggiunta la velocità media massima della corrente (che si verifica nel mese di dicembre) a causa dell'effetto mareale (da [4], pertanto la velocità totale della corrente è:</p> $U_{tot}(z) = U(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right) + U_{tide,mean}$ $U_{tide,mean} = 0.02 \text{ m/s}$					

3.2.3.5 Livello d'acqua

Tabella 16: Livello dell'acqua - acronimi utilizzati e valore dei parametri principali.

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
EWLR	Intervallo di livello dell'acqua estremo	<p>In assenza della distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine, compreso il livello dell'acqua, il progettista deve almeno effettuare calcoli basati sui seguenti livelli dell'acqua:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Massimo livello di acqua ferma con un periodo di ritorno di 50 anni, basato su una combinazione appropriata di massima marea astronomica e ondata di tempesta positiva. • Livello dell'acqua ferma più basso con un periodo di ritorno di 50 anni, basato su una combinazione appropriata di marea astronomica più bassa e ondata di tempesta negativa. 	[8]

		<p>Sulla base dei dati forniti in [4] si considera il seguente EWLR:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>EWLR [m]</td> </tr> <tr> <td>Da -0.48 a 0.48 s.l.m.</td> </tr> </table>	EWLR [m]	Da -0.48 a 0.48 s.l.m.	
EWLR [m]					
Da -0.48 a 0.48 s.l.m.					
NWLR	Intervallo di livello dell'acqua normale	<p>Il normale intervallo di livello dell'acqua deve essere assunto pari alla differenza a lungo termine tra la più alta marea astronomica (HAT) e la più bassa marea astronomica (LAT).</p> <p>Facendo riferimento a [4]:</p> $LAT = -0.120 \text{ m rispetto al MSL}$ $HAT = +0.120 \text{ m rispetto al MSL}$ <p>Poiché le presenti analisi si concentrano sulla tensione nelle linee semi-tese, i carichi più elevati comporteranno il livello dell'acqua corrispondente al HAT.</p>			
MSL	Livello medio del mare	È il livello medio del mare nel sito.			

3.2.3.6 Tipo di Analisi

Come indicato nella IEC 61400-3-1 [6], per ogni caso di carico di progetto, il tipo di analisi è indicato da:

- "F", che si riferisce all'analisi dei carichi di fatica,
- "U", che si riferisce all'analisi dei carichi finali,

I casi di carico di progetto indicati con "U" sono classificati come:

- "N" normale, o
- A = anomale.

Si prevede che i normali casi di carico di progettazione si verifichino frequentemente, mentre le situazioni di progettazione anomale sono meno probabili. Il tipo di situazione progettuale (N o A) determina il fattore di sicurezza parziale da applicare ai carichi ultimi.

4 Indagine delle sottostrutture flottanti per FOWT

Tabella 17: Parchi eolici galleggianti offshore completamente commissionati e in fase di sviluppo (solo permesso approvato e permesso applicato). (<https://questfwe.com/>)

Project	MW			System	Status	Consent	Water			
	#	single	Principal				depth	Country	Classification	Configuration
Floatgen	1	2	2 Floatgen	Damping Pool	Online	Permit approved	33	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Hibiki	1	3	3 Marubeni / Hitachi / BW Ideol	Damping Pool	Online	Permit approved	55	JAPAN	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Zhanjiang Xuwen Pilot	1	6.2	6.2 CSSC	Fuyao	Online	Permit approved	65	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Wenchang Deep Sea Floating	1	7.25	7.25 CNOOC	Haiyou Guanlan	Online	Permit approved	120	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Zefyros (fmr Hywind I)	1	2.3	2.3 Unitech	Hywind I	Online	Permit approved	220	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Hywind Scotland	5	6	30 Equinor	Hywind II	Online	Permit approved	105	UK	Ballast stabilised	Spar
Hywind Tampen	11	8.6	94.6 Equinor / SSC	Hywind III	Online	Permit approved	260	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
TetraSpar Demo	1	3.6	3.6 Shell / RWE / Tepco / Stiesdal	TetraSpar	Online	Permit approved	200	NORWAY	Ballast stabilised	Pendulum
Yangxi West Shapa Demo	1	5.5	5.5 China Three Gorges (CTG)	TH Floater	Online	Permit approved	27	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Goto Sakiyama 2016	1	2.1	2.1 Goto Floating Wind Power	Toda Spar	Online	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Kincardine Tranche 2	5	9.5	47.5 Cobra / Flotation Energy (TEPCO)	WindFloat	Online	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
WindFloat Atlantic	3	8.4	25.2 WindPlus EDP	WindFloat	Online	Permit approved	93	PORTUGAL	Waterplane stabilised	Semisub
Provence Grand Large	3	8.4	25.2 EDF / Enbridge	WindFloater	Online	Permit approved	97	FRANCE	Mooring stabilised	TLP
EolMed (Gruissan)	3	10	30 TotalEnergies / Qair / BW Ideol	Damping Pool	Under devel	Permit approved	50	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
France-Atlantique	1	5	5 Acciona / Valorem / Eolink	Eolink	Under devel	Permit approved	30	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
AFLOWT Hexafloat	1	6	6 EMEC	Hexafloat	Under devel	Permit approved	75	FRANCE	Ballast stabilised	Pendulum
Blyth Extension	5	14	70 EDF / Vantage RE	Marell*	Under devel	Permit approved	50	UK	N/A	N/A
Hainan Wanning PFS-1 Ph II	44	18	792 PowerCina	MsdI	Under devel	Permit approved	100	CHINA	N/A	N/A
Hainan Wanning PFS-1	6	16	96 PowerCina	MsdI	Under devel	Permit approved	100	CHINA	N/A	N/A
Nezzy Demonstrator	1	6	6.2 Marubeni	Nezzy	Under devel	Permit approved	60	JAPAN	Waterplane stabilised	Semisub
Harald Offshore Hydrogen	1	15	15 TotalEnergies / Technip Ener.	P-80	Under devel	Permit approved	65	DENMARK	Waterplane stabilised	Barge
MPS Demonstrator	1	8	8 MPS / EMEC	PelaFlex	Under devel	Permit approved	60	UK	Mooring stabilised	TLP
DemoSATH	1	2.3	2.3 RWE / Saitec	SATH	Under devel	Permit approved	85	SPAIN	Waterplane stabilised	Barge
Nezzy2 Demo / OceanX	1	16.6	16.6 EnBW / MingYang	SCD Nezzy2	Under devel	Permit approved	40	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
SeaTwirl S2	1	2.3	2.3 Seatwirl	Seatwirl	Under devel	Permit approved	130	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Galene	30	15	450 OX2 / IngKa Group	Tbd	Under devel	Permit approved	80	SWEDEN	N/A	N/A
Pentland (fmr Douneary)	6	17	102 IP / Hexicon	TetraSub*	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Pentland Demo	1	15	15 IP / Hexicon	TetraSub*	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Goto Kabashima 2	8	2.1	16.8 Toda Corporation	Toda Spar	Under devel	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
TwinHub	2	8	16 Hexicon / Bechtel	TwinWind	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Maine Aqua Ventus I	1	11	11 RWE / Diamond Offshore Wind	Volturn US	Under devel	Permit approved	61	USA	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dolphyn H2 Demo	1	10	10 ERM / Source Energy	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dylan	30	10	300 ERM / Source Energy	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
EFGL Leucate	3	10	30 Ocean Winds	WindFloat	Under devel	Permit approved	68	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Dylan	20	15	300 Source Energy / ERM Dolphyn	WindFloat*	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Erebus	7	13.5	94.5 TotalEnergies / Simply Blue	WindFloat*	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Mareld	20	20	400 Mainstream / Hexicon	Hexicon	Under devel	Permit applied	100	SWEDEN	Waterplane stabilised	Semisub
Dynning	20	20	400 Mainstream / Hexicon	Hexicon	Under devel	Permit applied	150	SWEDEN	Waterplane stabilised	Semisub
Cirrus	20	20	400 Mainstream / Hexicon	Hexicon	Under devel	Permit applied	90	SWEDEN	Waterplane stabilised	Semisub
Bada Energy III (Gray Whale)	33	15	495 TotalEnergies / Corio (GIG)	Hi Floater	Under devel	Permit applied	150	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
GEROA			45 RWE / Saitec	SATH	Under devel	Permit applied	80	SPAIN	Waterplane stabilised	Barge
Poseidon North	70	15	1050 Vattenfall / Zefyr Vind	Tbd	Under devel	Permit applied	100	SWEDEN	N/A	N/A
Winds of September	70	15	1050 BlueFloat / Renantis	Tbd	Under devel	Permit applied	70	TAIWAN	N/A	N/A
Hannibal (7 Seas Med)	25	10	250 GreenIT / CIP / Nice / 7 Seas Wind	TetraSub	Under devel	Permit applied	95	ITALY	Waterplane stabilised	Semisub
Haewoori 2 & 3	100	15	1500 COP / CIP	WindFloat	Under devel	Permit applied	130	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Caledonia	27	15	405 Ocean Winds WindFloat*	WindFloat*	Under devel	Permit applied	70	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Hsinchu Demonstration	10	15	150 Flotation Energy	WindFloat*	Under devel	Permit applied	80	TAIWAN	Waterplane stabilised	Semisub
Mara Mhor	53	15	795 Vattenfall / Fred Olsen	Brunel	Under devel	Lease granted	105	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Buchan	64	15	960 Elicio / BayWA / BW Ideol	Damping Pool*	Under devel	Lease granted	75	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Cluaran Ear-Thuath	67	15	1005 Quair / DEME / Aspiravi	Damping Pool*	Under devel	Lease granted	60	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
MaramWind	200	15	3000 Shell / ScottishPower	Damping Pool*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Bellrock	80	15	1200 BlueFloat / Renantis	DeepSea Star	Under devel	Lease granted	70	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Broadshore	60	16	960 BlueFloat / Renantis	DeepSea Star	Under devel	Lease granted	85	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Llyr 1&2	18	12	216 Cierco	Floater4Wind*	Under devel	Lease granted	60	UK	Mooring stabilised	TLP
Sotenas	1	10	10 FlowOcean	Flow	Under devel	Lease granted	100	SWEDEN	Waterplane stabilised	Semisub
Magnora Talisk	33	15	495 Magnora Offshore Wind	Ino 12*	Under devel	Lease granted	106	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Med Wind	190	10	1900 Renexia	Ino 15	Under devel	Lease granted	250	ITALY	Waterplane stabilised	Semisub
Salamander	5	15	75 Orsted / Simply Blue / Subsea7	OCG	Under devel	Lease granted	75	UK	Waterplane stabilised	Semisub
MPS DualSub Demo			2 Marine Power Systems / WavEC	PelaFlex	Under devel	Lease granted	60	SPAIN	Mooring stabilised	TLP
MPS Demonstrator	1	15	15 Marine Power Systems / WavEC	PelaFlex	Under devel	Lease granted	50	PORTUGAL	Mooring stabilised	TLP
Stoura	5	10	50 ESB	PelaFlex 15	Under devel	Lease granted	85	UK	Mooring stabilised	TLP
Flora	5	10	50 BP Alternative Energy	PelaFlex 15	Under devel	Lease granted	85	UK	Mooring stabilised	TLP
Harbour Energy I	1	15	15 Harbour Energy	PelaFlex 15	Under devel	Lease granted	75	UK	Mooring stabilised	TLP
Stromar	67	15	1005 Orsted / BlueFloat / Renantis	SATH	Under devel	Lease granted	90	UK	Waterplane stabilised	Barge
CampionWind	133	15	1995 Shell / ScottishPower	Tbd	Under devel	Lease granted	60	UK	N/A	N/A
Culzean	1	3	3 TotalEnergies	Tbd	Under devel	Lease granted	100	UK	N/A	N/A
Havbredev	100	15	1500 Northland Power	Tbd	Under devel	Lease granted	80	UK	N/A	N/A
Ossian	240	11	2640 SSE Renewables / Marubeni / CIP	Tbd	Under devel	Lease granted	70	UK	N/A	N/A
Scaraben	7	14	98 BlueFloat / Renantis Partnership	Tbd	Under devel	Lease granted	85	UK	N/A	N/A
Sinclair	7	14	98 BlueFloat / Renantis Partnership	Tbd	Under devel	Lease granted	85	UK	N/A	N/A
Yeonggwang Project 1 & 2			1200 Hexicon / Coens*	Tbd	Under devel	Lease granted	90	SOUTH KOREA	N/A	N/A
North Irish Sea Array Float	44	12	528 Statkraft / CIP	TetraSub	Under devel	Lease granted	75	IRELAND	Waterplane stabilised	Semisub
Aspen	72	14	1008 Cerulean Winds / Frontier Power	Tri-floater	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Beech	72	14	1008 Cerulean Winds / Frontier Power	Tri-floater	Under devel	Lease granted	75	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Cedar (fmr Beech South)	72	14	1008 Cerulean Winds / Frontier Power	Tri-floater	Under devel	Lease granted	75	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Arven	120	18	2160 Mainstream / Ocean Winds	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Cenos	96	14	1344 Flotation Energy / Vargronn	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
ESB Sealainn	34	15	510 ESB	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Green Volt	30	15	450 BP / EnBW / Flotation Energy	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
West of Orkneys	60	15	900 TotalEnergies / GIG	WindFloat*	Under devel	Lease granted	45	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Odra Energia	90	15	1350 BlueFloat / Renantis	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	ITALY	Waterplane stabilised	Semisub
Kailla Energia	78	15	1200 BlueFloat / Renantis	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	ITALY	Waterplane stabilised	Semisub

Nella Tabella 17 sono elencati i parchi eolici offshore galleggianti che, ad aprile 2024, sono online o in fase di sviluppo. Per ogni parco sono riportati i seguenti parametri:

- Project - Nome del progetto.

- MW singolo: potenza nominale del singolo aerogeneratore
- MW tot: potenza nominale del parco
- System: tipologia di impianto eolico galleggiante utilizzato
- Status: online (produzione di energia elettrica) o in fase di sviluppo
- Consent: stato del processo di approvazione
- Water depth: profondità media dell'acqua nel sito
- Country: nazione in cui è situato il parco
- Classificazione e configurazione: vedi paragrafo 4.1

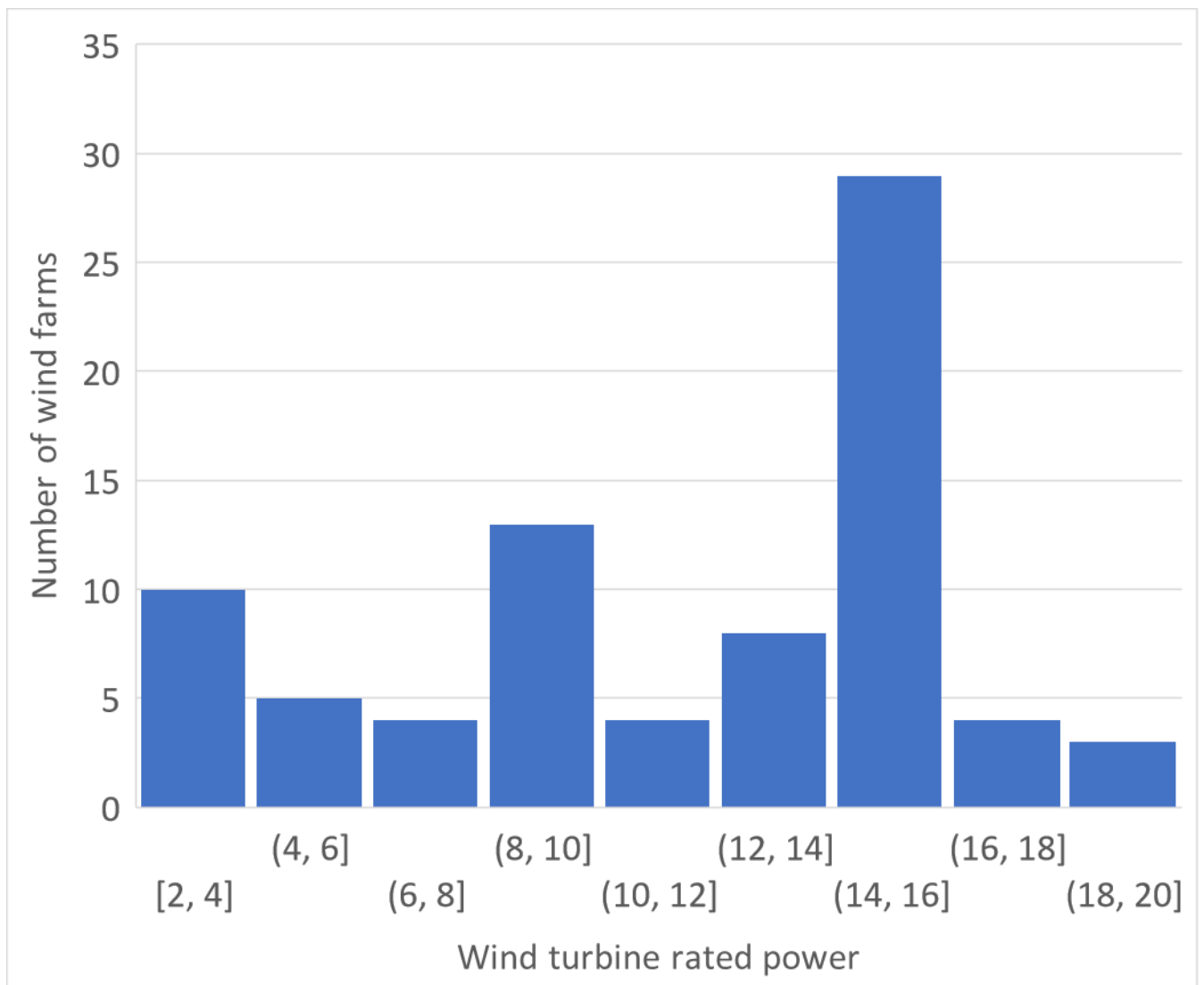


Figura 8: Numero di parchi eolici che adottano una determinata potenza nominale dell'aerogeneratore. Dati aggiornati ad aprile 2024 (<https://questfwe.com/>)

Nella Figura 8, per tutti i parchi eolici galleggianti offshore identificati nel database, il numero di parchi eolici VS la potenza nominale dell'aerogeneratore adottata è mostrata attraverso un istogramma:

- La barra tra 2 e 4 MW rappresenta il dimostratore eolico galleggiante, dove vengono utilizzate solo una o due turbine eoliche, e di potenza limitata, per dimostrare la configurazione
- Le più grandi turbine eoliche online sono di circa 8-10 MW

- La potenza nominale delle turbine eoliche più adottata per i parchi eolici in fase di sviluppo è di 14-16 MW (in genere 15 MW), mentre ce ne sono alcune che adottano turbine eoliche più grandi, fino a 20 MW.

4.1 Configurazione, classificazione e caratteristiche principali

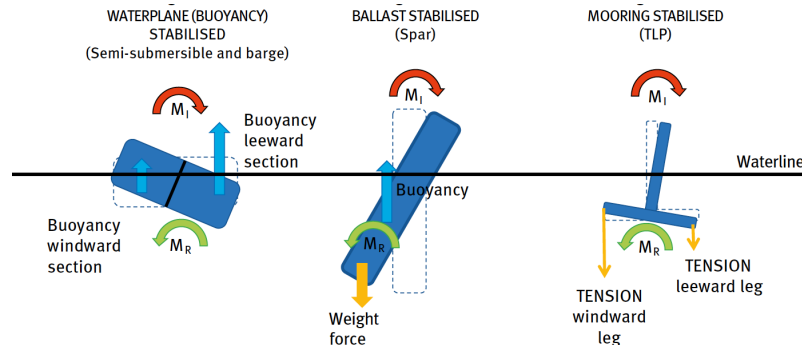


Figura 9: Tre principali meccanismi di stabilizzazione utilizzati dalle turbine eoliche galleggianti offshore, da [9]

Le turbine eoliche galleggianti offshore (FOWT) sono generalmente classificate in base al meccanismo utilizzato per generare il momento di ripristino, che contrasta il momento inclinato dovuto alla spinta aerodinamica che agisce sulla turbina eolica. Sulla base di ciò, esistono tre tipi principali di FOWT (sottostruttura): stabilizzata da zavorra, stabilizzata da figura di galleggiamento, stabilizzata da sistema di ormeggio. Facendo riferimento alla Figura 9:

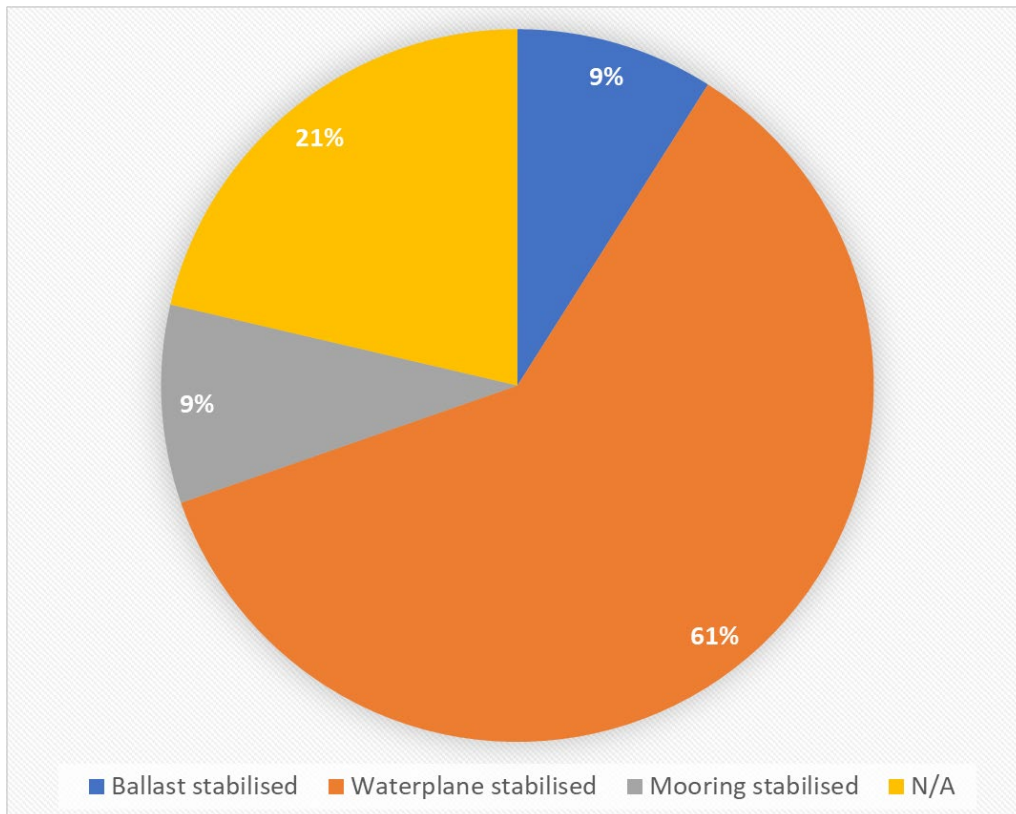
- **Stabilizzate da figura di galleggiamento:** il momento di ripristino viene generato principalmente dal momento di inerzia della figura di galleggiamento, ovvero l'area della sezione del corpo al livello della linea di galleggiamento. Quando la piattaforma è inclinata, il volume aggiuntivo sommerso nella sezione sottovento e il volume inferiore sommerso nella sezione sopravvento creano il momento di ripristino, contrastando il momento inclinante.
- **Stabilizzate da zavorra:** il momento di ripristino viene generato principalmente abbassando il baricentro dell'intera piattaforma, utilizzando materiale di zavorra nella parte inferiore della struttura. Ciò garantisce che la forza peso e la forza di galleggiamento creino il momento di ripristino necessario per contrastare il momento inclinante.
- **Stabilizzate da sistema di ormeggio:** la struttura è fissata al fondale attraverso più linee in tensione. Quando la piattaforma è inclinata, le linee sopravvento sono estese, imponendo quindi una tensione più elevata sulla piattaforma rispetto alle linee sottovento, e creando così il momento di ripristino.

Per una spiegazione più approfondita del criterio di classificazione, si rimanda alle Sezioni 1 e 2(b) di [10] (libero accesso).

Considerando i parchi eolici offshore galleggianti elencati nella Tabella 17, i grafici a torta in Figura 10 mostrano la percentuale di parchi eolici che un approccio di stabilizzazione specifico (in alto) e una configurazione specifica (in basso):

- Il 9% dei parchi eolici galleggianti ha adottato un design stabilizzato in zavorra (una diminuzione netta rispetto agli anni precedenti), comprese le configurazioni a pendolo (2%) e a spar (7%).

- Più della metà dei parchi eolici ha adottato/adotterà un design stabilizzato da figura di galleggiamento (61%), un aumento netto rispetto agli anni precedenti, la grande maggioranza dei quali è semisommersibile (49%), con chiatte (5%) e chiatte con piscina di smorzamento (7%) che rimangono allo stesso livello.
- Il 9% adotta una configurazione stabilizzata da sistema di ormeggio (TLP), in netto aumento rispetto agli anni precedenti.
- per il 21% dei parchi eolici offshore il tipo di configurazione è ancora sconosciuto.



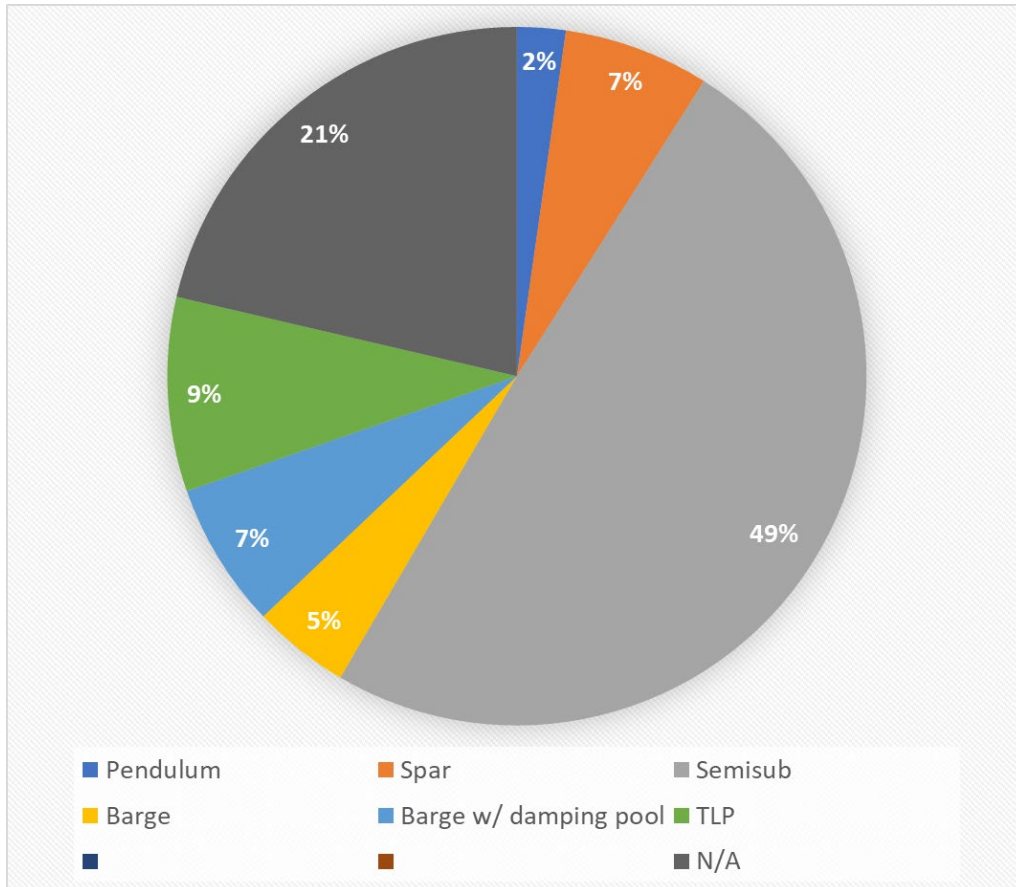


Figura 10: Parchi eolici in Tabella 17 divisi per categoria di classificazione (in alto) e configurazione (in basso). Dati aggiornati ad aprile 2024 (<https://questfwe.com/>)

5 Selezione della configurazione

5.1 Principali criteri di selezione:

Tabella 18: Criteri di selezione della sottostruttura

	Criterio	Descrizione
A	Technology readiness level	TRL \geq 8: Unità multiple operative a livello commerciale - 20-50 MW di capacità installata totale
B	Pescaggio operativo minimo VS profondità acqua	Configurazione compatibile con la profondità dell'acqua nel sito: Min: 122 m Max 148 m

In questa fase della progettazione, i principali criteri considerati per selezionare i tipi di sottostruttura sono il TRL e la profondità dell'acqua – presentati nella Tabella 18. Altri criteri importanti includono la producibilità locale, il potenziale per l'assemblaggio locale, i progetti precedenti che adottano lo stesso fornitore e altri – si prega di consultare la sezione 5.3 per ulteriori considerazioni.

La definizione di Technology Readiness Level (TRL) qui adottata è stata allineata a quella proposta da *Quest Floating Wind Energy*⁶ ed è presentata nella Tabella 19. Tra tutte le configurazioni proposte per i progetti online e in fase di sviluppo (Tabella 17), sono state considerate solo quelle che hanno raggiunto un TRL uguale o superiore a 8 – e classificate in base allo stesso criterio, più alto è il TRL meglio è. Ciò corrisponde ad avere più unità in esercizio commerciale – con una capacità installata totale di 20-50 MW. Questa soglia TRL è stata aumentata dalle ultime analisi, poiché più concetti hanno raggiunto livelli TRL più elevati.

La profondità dell'acqua nel sito considerato è sicuramente troppo profonda per una turbina eolica fissa sul fondo; pertanto, vengono prese in considerazione solo le opzioni galleggianti.

Tabella 19: Definizione del Technology Readiness Level (TRL)³

TRL	Livello	Descrizione
1	Concetto	Concetto iniziale proposto
2	Design di base	Valutazione e collaudo dei singoli componenti
3	Proof of concept	Design convalidato
4	Prototipo	Scala ridotta, test in condizioni laboratorio < 1 MW
5	Test in scala	Test in scala, offshore < 1 MW
6	Dimostratore	A grandezza naturale, offshore > 1 MW

⁶ www.QuestFWE.com

7	Pre-commerciale	Unità multiple in condizioni operative > 5 MW
8	Parco pilota	Unità multiple in esercizio commerciale - 20-50 MW di capacità installata totale
9	Full Commercial	Unità multiple in esercizio commerciale -> 50 MW di capacità installata totale

5.2 Analisi delle configurazioni esistenti rispetto ai criteri selezionati

Tabella 20: Progetti di turbine eoliche galleggianti offshore con TRL ≥ 7 , classificati per TRL (secondo la Tabella 19). Adattato da www.QuestFWE.com, dati aprile 2024.

Designer	Azienda design Nome	TRL	Max MW	Config.	Pescaggio	Min oper. Profondità	Corrente Progetti
SBM Offshore	Wind Floater	8	8	TLP	35	50	Provence Grand Large (Faraman), Llyr , North Channel Floating Wind I, North Channel Floating Wind II
Equinor	Hywind II	9	10	Spar	78	100	Hywind Scotland, Juan Grande FOWCA, Atlas Wind
Equinor	Hywind III	9	10	Spar	90	130	Hywind Tampen
Principle Power	WindFloat	9	10	Semisub	18	40	WindFloat Atlantic, Kincardine Tranche 2, EFGL Leucate, Pilot Main O&G, AIWind, Toki, Erebus, Gofio, Dunas, Mojo, Cardon, Guanche, Cabildo, Alisio, Colombino , Sahariano, Hsinchu Demonstration, Hsinchu I, Valorous, Hsinchu II
Principle Power	WindFloat	9	9	Semisub	18	40	WindFloat Fukushima, Emerald Ph I, Emerald Ph II, Korean Floating Wind B, Korean Floating Wind C, Korean Floating Wind A

Le informazioni sul sito web *Quest Floating Wind Energy* sono state utilizzate per filtrare le configurazioni di turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio TRL definito nella Tabella 18 e i risultati sono presentati nella Tabella 20.

Le configurazioni identificate sono (in ordine alfabetico), raffigurate anche in Figura 11:

1. Stabilizzata da zavorra, spar.
2. Stabilizzata da ormeggio, TLP
3. Stabilizzata da figura di galleggiamento, semisub

In termini di livello TRL:

- per lo spar è presente il progetto Hywind Tampen, commissionato nel 2022, costituito da 11 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 88 MW,
- la configurazione TLP ha raggiunto per la prima volta questo livello di maturità, grazie alle 3 turbine eoliche SBM Offshore “Wind Floater” da 8.4 MW (25.2 MW) del parco eolico galleggiante “Provence Grand Large”⁷,
- per il semisommersibile, c'è il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità totale di 47.5 MW.

In termini di profondità dell'acqua:

- la configurazione dello spar stabilizzato da zavorra, se si considera la configurazione con la potenza nominale più elevata, ovvero 8.6 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si prende in considerazione che il presente progetto considera una turbina eolica da 15 MW, con un'altezza dell'albero più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sarebbe richiesto un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m, quindi non compatibile con il presente sito che ha una profondità dell'acqua compresa tra 122 e 148 m.
- la configurazione TLP stabilizzata da ormeggio operativa al momento (8.4 MW SBM Offshore Wind Floater) ha un pescaggio di 35 m e una profondità minima richiesta dell'acqua di 50 m. Sebbene l'aerogeneratore considerato nel presente progetto abbia una potenza nominale molto maggiore (15 MW), poiché per questa configurazione il principale meccanismo di stabilità si basa sulla linea di ormeggio, si prevede che il pescaggio non aumenti, rimanendo compatibile con la profondità dell'acqua di 122-148 m del sito scelto.
- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell'acqua del sito considerato: come si può vedere nella Tabella 20, il semisommersibile ha una profondità minima richiesta di 40 m per l'aerogeneratore da 9.5 MW. Anche aumentando le dimensioni dell'aerogeneratore (a 15 MW), grazie al meccanismo di stabilizzazione utilizzato (Figura 9), la piattaforma aumenterà in larghezza, ma non necessariamente in pescaggio, in modo che la profondità minima richiesta non cambi: questo può essere osservato anche nella Tabella 20, dove i tre progetti WindFloat hanno la stessa profondità operativa minima nonostante il fatto che la potenza nominale sia diversa.

⁷ <https://provencegrandlarge.fr/>



Figura 11: (in alto) SBM Offshore TLP⁸, (in basso a sinistra) semisommersibile⁹ di Principle Power, (in basso a destra) lo spar di Hywind¹⁰

⁸ <https://www.sbmoffshore.com/>

⁹ by Untrakdrover - Own work, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=22868578>

¹⁰ Ole Jørgen Bratland / © Equinor

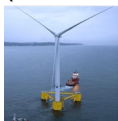








5.3 Configurazione selezionata

Sulla base delle precedenti considerazioni, riassunte in Tabella 21, sia il semisommersibile che il TLP sono, in linea di principio, adottabili.

Nonostante ciò, la configurazione **semisommersibile** è stata selezionata in quanto:

- ha un livello di TRL più alto, anche perché con questa configurazione sono stati installati più parchi eolici, con molti altri in via di sviluppo,
- il cliente (Hope Engineering s.r.l.) sta già sviluppando altri tre parchi eolici galleggianti (Lupiae Maris, Barium Bay, Nemetun), per i quali il semisommersibile è stato selezionato come configurazione preferita; pertanto, ciò faciliterebbe il processo di sviluppo di questo parco eolico,
- sono stati considerati i seguenti aspetti aggiuntivi per confrontare le due piattaforme: assemblaggio, trasportabilità e produzione locale, come spiegato nelle sezioni seguenti.

Tabella 21: Configurazioni VS criteri di selezione

Classificazione	Criterio di selezione	
	TRL \geq 8	Pescaggio operativo minimo VS profondità acqua
Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisub) 	 La configurazione semisommersibile ha raggiunto TRL 9	 Anche considerando la maggiore altezza del mozzo e la spinta aerodinamica dell'aerogeneratore da 15 MW, questa piattaforma si ridimensiona principalmente in larghezza, non in pescaggio, quindi è ragionevole ipotizzare una profondità minima richiesta di circa 40 m anche per una versione da 15 MW
Stabilizzata da zavorra (spar) 	 La configurazione Spar ha raggiunto TRL 9	 Il progetto Hywind Tampen, costituito da 11 turbine eoliche da 8.6 MW, ha una profondità minima richiesta di circa 130 m. Non sono stati costruiti e installati progetti Spar per turbine eoliche da 15 MW, ma è probabile che sia richiesta una profondità dell'acqua superiore a quella disponibile nel sito
Stabilizzata da rmeggio (TLP) 	 La configurazione TLP ha raggiunto TRL 8	 Anche se la configurazione TLP che ha raggiunto TRL8 è di 8.4 MW, con un pescaggio di 35 m e una profondità minima dell'acqua di esercizio di 50 m, si prevede che una versione per 15 MW non avrebbe un pescaggio / min sostanzialmente più elevato. profondità operativa dell'acqua, e quindi dovrebbe essere compatibile con la profondità dell'acqua del sito scelto.

5.3.1 Assemblaggio

Il semisommersibile può essere completamente assemblato, cioè l'RNA e la torre possono essere assemblati con la sottostruttura galleggiante, in banchina, poiché è richiesto un pescaggio molto limitato. A seguito i vantaggi:

- Più economico: un'operazione di assemblaggio condotta a terra o in banchina ha un costo inferiore rispetto alla stessa operazione di assemblaggio condotta nearshore o in mare aperto.
- Condizioni meteorologiche per assemblaggio più frequenti: l'operazione di assemblaggio può essere condotta solo al di sotto di una certa velocità massima del vento e, se soggetto a carichi d'onda, al di sotto di una certa altezza d'onda significativa. Nelle aree costiere, la velocità del vento è generalmente inferiore alle condizioni offshore e, soprattutto, il montaggio può avvenire in aree riparate, dove l'altezza delle onde è notevolmente ridotta. Pertanto, le operazioni di assemblaggio a terra o in prossimità della costa possono essere effettuate con maggiore frequenza rispetto a un assemblaggio eseguito in condizioni offshore.

Poiché, in generale, il meccanismo di stabilizzazione principale del TLP si basa sul sistema di ormeggio e il sistema di ormeggio non è disponibile durante il trasporto, ciò potrebbe richiedere una fase di assemblaggio più complessa e più lunga.

5.3.2 Trasportabilità

Le turbine eoliche offshore potrebbero aver bisogno di importanti interventi di manutenzione.

Nel caso della configurazione semisommersibile, è possibile adottare il cosiddetto approccio "Tow to shore", che prevede il trasporto dell'aerogeneratore galleggiante a terra, dopo aver scollegato il cavo elettrico e il sistema di ormeggio, per effettuare le principali operazioni di manutenzione. Effetti, un semisommersibile può avere un basso pescaggio durante il trasporto.

Ciò non è possibile per una configurazione TLP, in generale, poiché una volta scollegato il sistema di ormeggio l'aerogeneratore galleggiante non ha abbastanza stabilità per essere trasportato a terra.

Considerazioni analoghe possono essere fatte per il trasporto verso il sito operativo durante la fase di installazione.

5.3.3 Produzione locale

Hope Engineering ha indicato che, da questo punto di vista, vale la pena menzionare la nuova configurazione semisommersibile di Principle Power denominata "WindFloat F" (Figura 13), caratterizzata da un'architettura a pannelli, a differenza dell'opzione originale "WindFloat T" (Figura 12), basata su elementi cilindrici.

Per il presente progetto, tuttavia, viene considerato il WindFloat di tipo T, a causa del suo livello TRL più elevato, mentre il WindFloat di tipo F potrebbe essere considerato in futuro quando avrà raggiunto un livello TRL più elevato.



Figura 12: unità WindFloat T durante il traino. Da <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>, consultato il 4 dicembre 2023. Per gentile concessione di Principle Power



Figura 13: WindFloat F. Da <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>, consultato il 4 dicembre 2023. Per gentile concessione di Principle Power

6 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1

Viene condotto un dimensionamento preliminare della configurazione selezionata, per la turbina e il sito specificati, adottando un approccio di modello dinamico lineare, nel dominio della frequenza, accoppiato aero-idrodinamico. L'obiettivo principale è ottenere una stima iniziale delle dimensioni chiave della configurazione della struttura di supporto FOWT, scelta nelle fasi precedenti.

6.1 Metodologia

In questa fase di analisi, il supporto flottante selezionato, ovvero il semisommersibile, è pre-dimensionato in base a una serie di requisiti e vincoli.

Sulla base di [11] sono stati adottati i seguenti passaggi:

- Parametrizzazione della configurazione
- Requisiti e vincoli relativi all'equilibrio e alla stabilità
- Risposta dinamica: requisiti e vincoli
- Stima approssimativa dei costi

6.1.1 Parametrizzazione della configurazione

La geometria del semi-sommersibile è stata parametrizzata utilizzando le principali caratteristiche geometriche della configurazione selezionata, come illustrato in Figura 14.

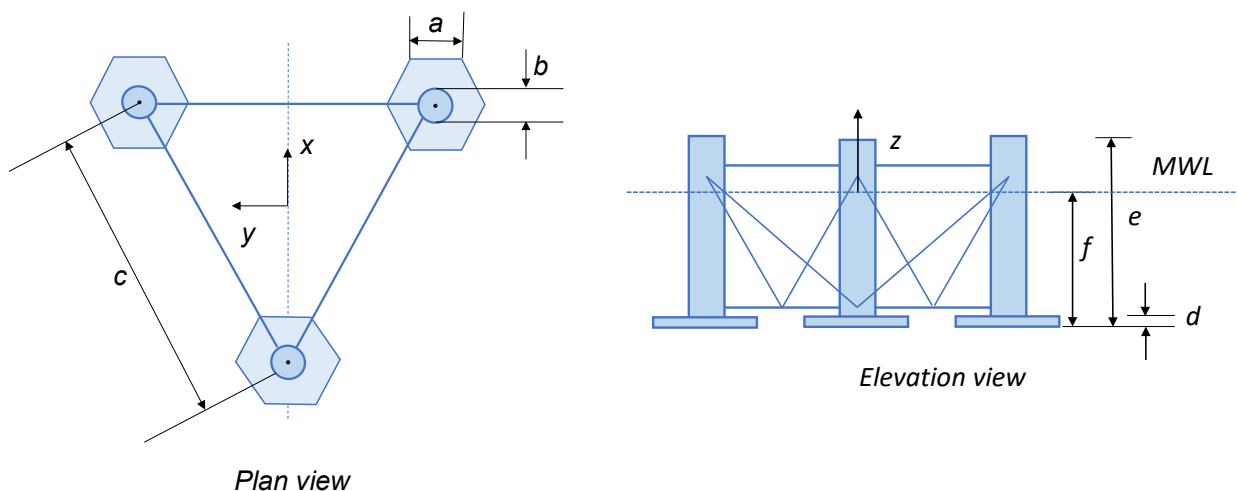


Figura 14: Illustrazione per dimensioni generali semi-sommersibili

Quindi, è stata eseguita una variazione sistematica dei parametri di progettazione su un intervallo pertinente, per identificare la configurazione che soddisfa i requisiti e i vincoli specificati, minimizzando la quantità di materiale.

6.1.2 Risposta statica: requisiti e vincoli

È stato considerato il seguente insieme di requisiti e vincoli (risposta statica):

- Galleggiabilità. La somma del peso totale della piattaforma composta dalla massa di acciaio dello scafo (sottostruttura galleggiante), zavorra liquida, torre e RNA, oltre l'effetto della

componente verticale della forza di ormeggio totale, deve essere uguale alla forza di galleggiamento totale fornita dal volume sommerso della piattaforma. In termini pratici, significa che la piattaforma è in grado di galleggiare.

- Stabilità a nave integra. In questa fase concettuale/preliminare, sono stati seguiti i requisiti di stabilità intatti delineati nella norma DNV-ST-0119 "Floating wind turbine structures" [12]. Secondo tale standard, poiché il FOWT è un sistema non presidiato, non è necessario indagare la stabilità a nave danneggiata; quindi, questo caso non è qui considerato. Il momento inclinante è stato calcolato alla velocità nominale del vento, includendo sia il contributo della forza di spinta aerodinamica che agisce sul rotore sia la forza di resistenza aerodinamica che agisce sulla torre.
- Angolo di inclinazione statico massimo alla velocità nominale del vento. DNV-RP-0286 raccomanda alcuni valori indicativi per il valore medio dell'inclinazione massima durante i casi operativi (Es: DLC 1.2, 1.6), che saranno presi come criteri per l'angolo di inclinazione medio massimo (indotto principalmente dalla forza di spinta che agisce sul rotore e dalla resistenza sulla torre, alla velocità nominale del vento). Questo è di solito un requisito imposto dall'OEM della turbina eolica, ma può cambiare da produttore a produttore. Quindi, sulla base di DNV-RP-0286, un angolo di inclinazione statico massimo (cioè medio) è stato considerato un angolo di inclinazione, $\theta_{S,Max}$, di circa 5 gradi, ed è stato ipotizzato per i casi operativi un angolo di inclinazione totale max θ di 10 gradi, pari alla somma dell'angolo statico più l'ampiezza dell'angolo di oscillazione dinamica (θ_D) in beccheggio, dovuta ai carichi d'onda. Nel caso di carichi in condizioni estreme, ad esempio DLC 6.1, 6.2, verrà adottata un'inclinazione massima di 15 gradi.
- Bordo libero minimo e Pescaggio minimo. Sono stati imposti una distanza verticale minima tra il livello della linea di galleggiamento e il ponte, per evitare il fenomeno di "green water" e, in base alle condizioni delle onde locali, un pescaggio minimo, per evitare che la carena del semisommersibile emerga al di sopra del pelo libero dell'acqua. Come descritto nella sezione 3.2.3.2 e nella Tabella 13: Onde - acronimi utilizzati e valore dei parametri principali.13, l'altezza significativa dell'onda con periodo di ritorno di 50 anni è di 8.02 m, pertanto, lasciando un margine di sicurezza, è stato considerato un bordo libero minimo e un pescaggio di 10 m e 20 m, rispettivamente. Altri requisiti possono imporre un pescaggio più ampio.

6.1.3 Risposta dinamica: requisiti e vincoli

Dal punto di vista della risposta dinamica è stato adottato il seguente criterio:

- I periodi naturali dell'intero sistema sono al di fuori degli intervalli dei periodi dei carichi di eccitazione oscillatori.

In questa fase iniziale della progettazione, i periodi naturali del corpo rigido sono stimati con un approccio basato sulla frequenza. I carichi oscillatori di eccitazione considerati sono:

- i carichi idrodinamici di primo ordine,
- i carichi aerodinamici 1P e 3P,
- l'oscillazione dei carichi aerodinamici dovuta alla turbolenza del vento.

La gamma di frequenze dei carichi d'onda del primo ordine è stimata assumendo uno spettro d'onda JONSWAP, sulla base delle condizioni descritte nella sezione 3.2.3.2. Gli spettri d'onda per le condizioni operative rappresentative e le condizioni d'onda estreme fornite nella Tabella 13: Onde - acronimi utilizzati e valore dei parametri principali.13 sono tracciati nella Figura 15 e nella Figura 16.

L'intervallo di frequenze delle forze aerodinamiche 1P e 3P si basa sulla velocità di rotazione del rotore (5.0 RPM – 7.56 RPM).

I tipici spettri di turbolenza considerati, che definiscono la gamma di frequenze legate alla turbolenza del vento, sono quelli indicati in IEC61400-1 [5], cioè lo spettro Kaimal. Questo tipo di spettro ha frequenze tipiche inferiori a 0.05Hz, cioè 0.314 rad/s – lontano dalle frequenze naturali tipiche di una piattaforma semisommersibile.

Pertanto, l'intervallo di frequenze da evitare è definito come l'intervallo tra le frequenze in cui l'intensità dello spettro d'onda è il 5% dell'intensità massima dello spettro d'onda, portando a un intervallo di **periodi da evitare** tra: $2.6 \text{ s} < T < 16.7 \text{ s}$ (o in termini di **frequenze** $2.75 \text{ rad/s} > \omega > 0.38 \text{ rad/s}$)

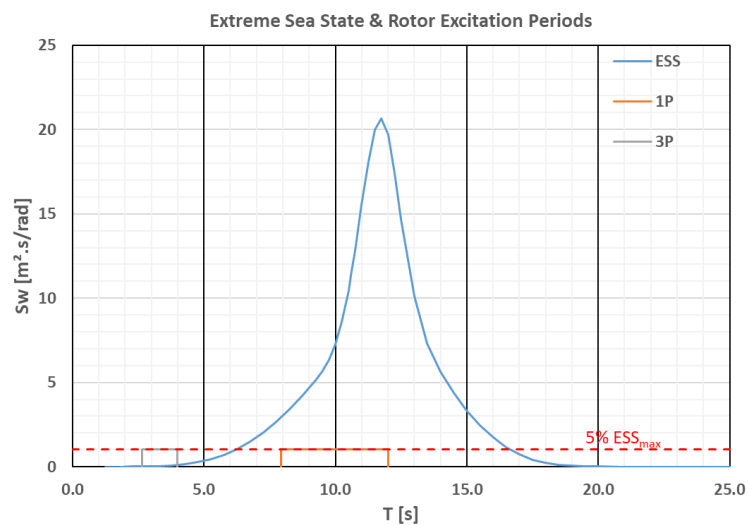


Figura 15: Spettro d'onda per Extreme Sea State e gamme di frequenza 1P e 3P

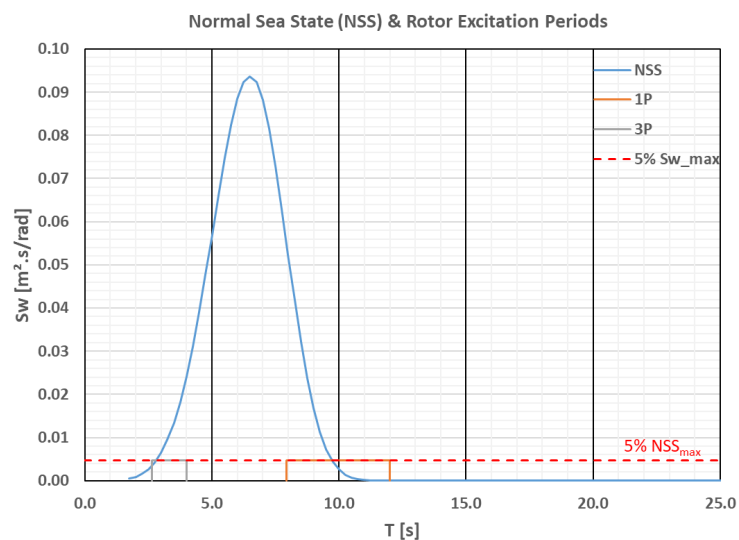


Figura 16: Spettro d'onda per uno stato normale del mare e intervalli di frequenza 1P e 3P

6.1.4 Stima approssimativa dei costi

Poiché, in questa fase, i dettagli disponibili non sono sufficienti per calcolare un costo capitale accurato (CAPEX), questo viene stimato adottando un approccio "bill of material", che tiene conto del peso del materiale strutturale necessario per la struttura di supporto, escludendo la torre, la navicella e il rotore (i cui costi sono considerati uguali per tutte le opzioni considerate). Pertanto, la valutazione del costo capitale risulta essere più qualitativa, vale a dire basata sulle *differenze* della quantità (approssimativa) di acciaio della sottostruttura galleggiante delle opzioni indagate.

6.1.5 Implementazione numerica

Per il dimensionamento preliminare è stato adottato un duplice approccio, per la verifica incrociata dei risultati.

Il primo approccio è basato su principi primi, implementando i criteri di dimensionamento dell'architettura navale e dell'ingegneria oceanica, insieme ai vincoli specificati nelle sezioni 6.1.1, 6.1.2, and 6.1.3, , e stimando la massa strutturale totale della sottostruttura in 6.1.4, in un foglio di calcolo. Questo foglio di calcolo è stato convalidato rispetto a un modello numerico sviluppato in un linguaggio di programmazione scientifico commerciale.

Il secondo approccio si basa sulla raccolta di informazioni sulle turbine eoliche galleggianti semisommergibili progettate da Principle Power (Figura 17).



Figura 17: configurazione semisommergibile WindFloat da 2 MW [14] - la configurazione semisommergibile da 15 MW proposta in questo rapporto si basa su questa e su simili di dimensioni maggiori (vedi sezione 6.2.1)

I progetti di Principle Power disponibili al pubblico sono per turbine eoliche con una potenza nominale inferiore a 15 MW; pertanto, sono stati opportunamente ridimensionati e confrontati con i risultati ottenuti con il primo approccio di dimensionamento preliminare.

Per la stabilità intatta e l'angolo di inclinazione massimo, è stato utilizzato un software di analisi idrodinamica specializzato per calcolare l'equilibrio e il momento di raddrizzamento idrostatico.

Per i requisiti e i vincoli di risposta dinamica, è stato utilizzato un software specializzato per condurre un'analisi idrodinamica in frequenza, utilizzando la teoria del flusso potenziale per le parti di grandi volumi della struttura.

6.2 Caratteristiche principali della piattaforma galleggiante

Basandosi sul concetto galleggiante WindFloat, è stato considerato un semisommersibile con tre colonne uniformemente distanziate da un angolo di 120°. L'aerogeneratore è installato su una delle colonne. Alla base delle colonne è prevista una piastra di smorzamento, mirata ad aumentare l'inerzia idrodinamica (massa aggiunta) in modo che i periodi naturali di sollevamento e beccheggio della piattaforma galleggiante vengano aumentati al di là dei periodi dei carichi d'onda. Inoltre, si prevede che le piastre di smorzamento aumentino la resistenza viscosa, riducendo così la risposta dinamica della struttura (principalmente in sollevamento, beccheggio e rollio). Per raggiungere il pescaggio e l'equilibrio richiesti, è stata considerata della zavorra ad acqua all'interno delle colonne della piattaforma, tenendo conto del fatto che in una delle colonne sono presenti anche la torre e il gruppo rotore-navicella.

L'influenza di un sistema di ormeggio più realistico (basato sul progetto di ormeggio di Nemetun) è stata considerata fin dalle prime fasi del progetto attuale per anticipare potenziali problemi associati alla profondità delle acque poco profonde. Le dimensioni principali esterne sono scarsamente influenzate dal sistema di ormeggio, ma si ottiene una stima più raffinata della zavorra per tenere conto dei cambiamenti della tensione nelle linee di ormeggio.

Da questa analisi parametrica, è stato ottenuto il dimensionamento preliminare del semisommersibile, puntando alla massa minima di acciaio della piattaforma che soddisfi contemporaneamente i requisiti di progettazione e i vincoli delineati nei paragrafi 6.1.2 and 6.1.3. Le principali caratteristiche della piattaforma sono riportate in Tabella 22 prendendo come riferimento i parametri riportati in Figura 14.

Tabella 22 caratteristiche principali della piattaforma galleggiante

Parametri	Unità	Valore
a , lunghezza lato della piastra di smorzamento	m	17.0
b , diametro della colonna	m	16.0
c , distanza tra centro e centro della colonna	m	85.0
d , altezza piastra di smorzamento	m	1.4
e , altezza totale della colonna	m	30.0

f, pescaggio	m	20.0
Dislocamento (volumetrico)	m ³	~15 200
Massa dell'acciaio (solo piattaforma)	t	~3 400
Angolo di inclinazione statico alla velocità nominale del vento	deg	4.5

6.2.1 Note importanti

Le dimensioni preliminari della piattaforma (basate su metodi di principi primi) ottenute dal foglio di calcolo e dal codice di programmazione scientifica sono state confrontate con i risultati dello scaling-up dalle configurazioni WindFloat Principle Power da 2 MW e 6 MW presentate in "*WindFloat Pacific OSW Project*"¹¹, e la configurazione di potenza Principle da 8 MW presentata per "*WindFloat Pacific Project: Final Scientific and Technical Report (No DE-EE0005987)*"¹².

In generale, è stato trovato un buon accordo. La massa specifica (massa di acciaio/capacità MW) della piattaforma è di 225 t/MW (esclusi torre e RNA) e 395 t/MW (inclusi entrambi). Si noti che la stima attuale non tiene conto dell'acciaio dei sistemi ausiliari (ad esempio, eliporto, passerelle, ecc.). D'altra parte, la distanza da colonna a colonna del presente progetto (85 m) è maggiore del valore scalato in base alle configurazioni WindFloat. Il motivo può essere attribuito al sistema brevettato di controllo di assetto dello scafo ("active ballast") utilizzato nei progetti WindFloat. WindFloat si basa su un sistema di controllo che "*distribuisce la zavorra d'acqua tra le tre colonne del WindFloat per compensare la spinta variabile della turbina a causa dei cambiamenti a bassa frequenza nella velocità e nella direzione del vento*"⁹. Pertanto, l'angolo di inclinazione statico indotto dalla velocità nominale del vento sull'aerogeneratore può essere diminuito (praticamente fino a zero) utilizzando questo sistema. Ciò consentirebbe di ridurre la distanza tra le colonne calcolata a un valore simile a quello ottenuto quando si scala la piattaforma.

Si prega di notare che, adottando un approccio conservativo, il sistema brevettato (active ballast) **non** è stato utilizzato nel presente lavoro.

6.2.2 Stabilità a nave integra

È stato sviluppato un modello a pannelli del semisommersibile, complementato con elementi Morison per i componenti di piccolo volume della piattaforma (controventi), come illustrato in Figura 18. Questo modello, insieme alla massa, al centro di massa e ai momenti di inerzia ottenuti dalla procedura di analisi preliminare del dimensionamento, è stato utilizzato per condurre l'analisi di stabilità a nave integra, derivando il momento raddrizzante e confrontandolo con la curva del momento inclinante del vento, come mostrato in Figura 19.

¹¹

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjtpvjSttXwAhUOiFwKHcOLA2UQFjAAegQIBRAD&url=https%3A%2F%2Fwww.boem.gov%2FNREL-WindFloat-Pacific-OSW-Project%2F&usq=AOvVaw3LDz5KATwxpqxEY6cyU_9u, retrieved 16 June 2023.

¹²

<https://www.osti.gov/biblio/1339449-windfloat-pacific-project-final-scientific-technical-report>, retrieved 16 June 2023.

N.B. N.B. Per ridurre la larghezza complessiva della piattaforma, è stata adottata l'ultima configurazione delle piastre di smorzamento proposta da Principle Power, ovvero piuttosto che solo una piastra esagonale alla base di ciascuna colonna, è presente una piastra semi-esagonale aggiuntiva verso l'interno di ciascuna colonna, supportata dai controventi orizzontali inferiori.

La stabilità della piattaforma a diversi angoli azimutali è stata verificata rispetto ai criteri di stabilità intatti dello standard DNV-ST-0119, dove il criterio per la valutazione quasi-statica si basa su un fattore di sicurezza (γ_{stab}), definito come il rapporto tra l'area disponibile per il ripristino (raddrizzamento) e l'area risultante dall'eccitazione (sbandamento), che dovrebbe essere uguale o superiore a 1.3. Tabella 24 riassume i principali parametri di stabilità per la piattaforma galleggiante libera insieme al fattore di sicurezza ottenuto, evidenziando che la piattaforma soddisfa del tutto il criterio DNV richiesto per tutte le condizioni di azimut.

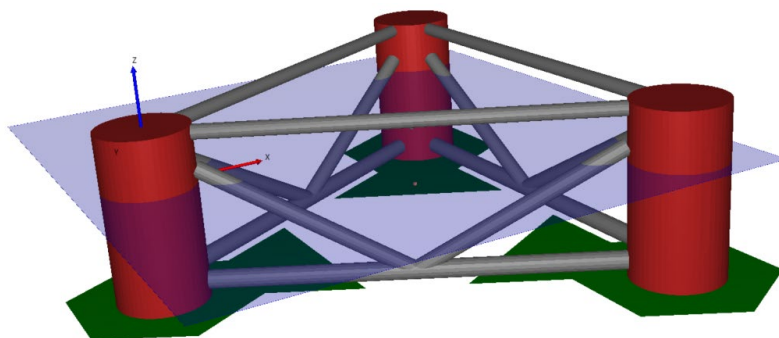


Figura 18: Modello a pannelli semisommersibile. In rosso le colonne rappresentate come classici elementi di flusso potenziale, in verde le piastre di smorzamento rappresentate attraverso uno speciale elemento di flusso potenziale adatto a pannelli molto sottili e in grigio i controventi rappresentati con elementi Morison.

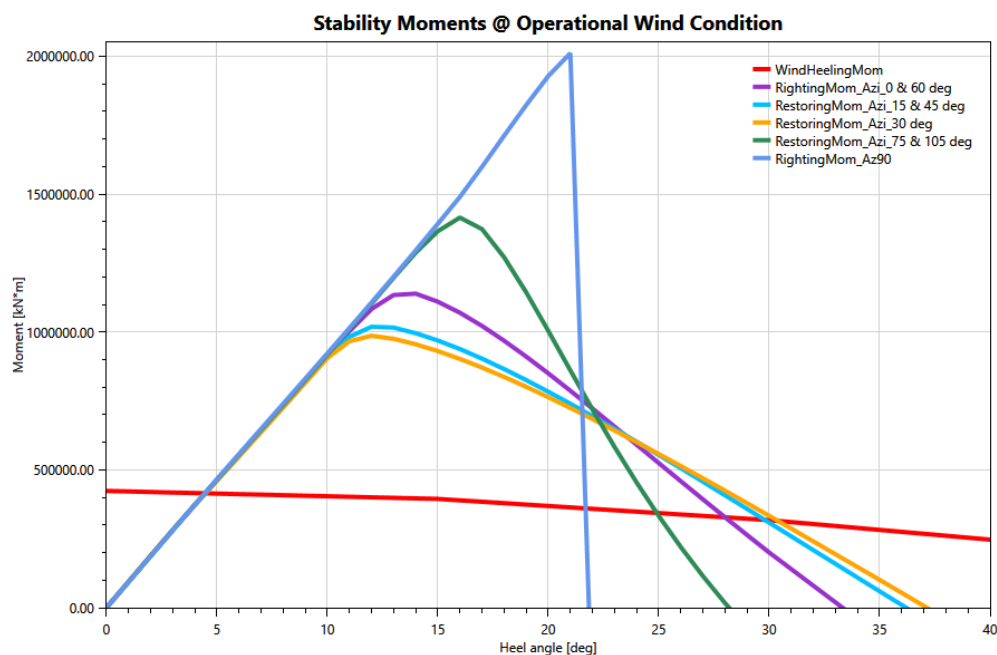


Figura 19: Curva di stabilità statica per il semisommersibile a diversi angoli azimutali

Tabella 23 Principali parametri di stabilità a nave integra della piattaforma galleggiante, in condizione di galleggiamento libero

Parametri di stabilità	unità	Angoli azimutali [deg]				
		0 & 60	15 & 45	30	75 & 105	90
Altezza metacentrica	m			35.36		
Primo punto di incrocio curve	deg			4.5		
Secondo punto di incrocio curve	deg	28.0	29.8	30.4	24.9	21.7
Area di raddrizzamento	kN.m.rad	342978	338673	337273	349287	375151
Area del momento inclinate	kN.m.rad	189272	199417	202763	171137	151344
Coefficiente di sicurezza (γ_{stab})	-	1.8	1.7	1.7	2.0	2.5

6.2.3 Analisi della risposta dinamica globale

Il modello a pannelli utilizzato per l'analisi della stabilità a nave integra è stato utilizzato anche per condurre l'analisi idrodinamica nel dominio della frequenza, per stimare i periodi naturali della piattaforma semisommersibile per la condizione ormeggiata. Per questi calcoli, l'effetto del sistema di ormeggio è stato rappresentato sotto forma di una matrice di rigidità lineare esterna. Tabella 24 mostra i periodi naturali a corpo rigido.

Tabella 24: Periodi naturali del corpo rigido dall'analisi del dominio della frequenza

Grado di libertà	Periodo naturale (s)	Nota
Abbrivio	21.8	OK: fuori dall'intervallo dei periodi dei carichi oscillatori
Deriva	21.3	OK: fuori dall'intervallo dei periodi dei carichi oscillatori
Sollevamento	18.0	OK: fuori dall'intervallo dei periodi dei carichi oscillatori
Rollio	31.9	OK: fuori dall'intervallo dei periodi dei carichi oscillatori
Beccheggio	30.1	OK: fuori dall'intervallo dei periodi dei carichi oscillatori
Imbardata	26.4	OK: fuori dall'intervallo dei periodi dei carichi oscillatori

7 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2

La configurazione individuata nell'analisi di livello 1 viene affinata, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati (modello di dinamica aero-idro-servo-elastico accoppiato non lineare, dominio del tempo).

Tale analisi ha confermato e affinato le principali caratteristiche preliminari della sottostruttura galleggiante definita nell'analisi di livello 1.

Inoltre, in questa sezione sono incluse la progettazione preliminare dei sistemi di ormeggio (uno per l'area A, uno per l'area B) e la loro analisi, considerando le condizioni di carico in gran parte basate sul DLC IEC61400-3-2 1.4, 1.6 e 6.1, 9.1 e 9.2, 10.1 e 10.2.

7.1 Metodologia

L'obiettivo principale dell'analisi nel dominio del tempo è valutare la risposta aero-idro-servo-elastica accoppiata della piattaforma ai carichi del vento e delle onde, comprese le forze non lineari (che non possono essere catturate dall'approccio nel dominio della frequenza).

Un sistema di ormeggio è stato definito, secondo i seguenti criteri:

- lo spostamento orizzontale massimo (abbrivio e deriva) deve essere inferiore al 10% della profondità dell'acqua (ad esempio, per evitare danni al cavo elettrico), ovvero inferiore a 13.9 m;
- la tensione massima nelle linee di ormeggio, in qualsiasi linea, non deve superare l'MBL, diviso per 2 (cioè 2.0 è il fattore di sicurezza assunto sull'MBL). Il fattore di utilizzazione della linea di ormeggio è quindi definito come:

$$\frac{T_{max}}{2.0 * MBL} < 1$$

A seguito di ciò, i sistemi di ormeggio definiti nella sezione 7.3 e i modelli idrodinamici di sottostruttura derivati nella sezione 6.2, sono implementati numericamente nel modello dinamico accoppiato aero-idro-servo-elastico OpenFAST¹³, per calcolare l'intera risposta dinamica della piattaforma considerando gli aspetti aerodinamici, idrodinamici, di strategia di controllo e di dinamica strutturale.

In particolare, si stima che il movimento della piattaforma e le forze di tensione della linea di ormeggio valutino se il movimento rientra nei limiti sopra menzionati, per tutti i DLC definiti nell'Appendix A. Le analisi del dominio del tempo condotte e i loro risultati sono descritti nella sezione 7.4.

Infine, per ciascun DLC considerato, sono stati considerati il valore minimo, massimo, medio e deviazione standard della tensione orizzontale e verticale a livello dell'ancora, per ciascun ancoraggio, e le tensioni orizzontali e verticali massime complessive (su tutti i DLC) sono state considerate per la progettazione degli ancoraggi, spiegate nella sezione 8.

¹³ <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/openfast.html>

7.2 Conclusioni generali

Tabella 25: Risultati principali della simulazione nel dominio del tempo rispetto ai criteri di progettazione

CONFIGURATION A	139 m water depth								
	Operational DLCs	1.4	1.6	Survival/Accidental DLCs	6.1	9.1	9.2	10.1	10.2
Mean roll/pitch < 5 deg	3.0	2.5							
Max roll/pitch < 10 deg	3.4	4.4	Max roll/pitch < 15 deg	3.0	8.2	6.6	12.2	12.1	
Max surge/sway < 10% water depth	2.6%	4.8%	Max surge/sway < 10% water depth	5.0%	3.7%	3.7%	5.7%	6.1%	
Mooring strength utilisation < 1	0.458	0.820	Mooring strength utilisation < 1	0.857	0.503	0.513	0.879	0.983	

Nella Tabella 25 sono riepilogati i principali risultati della simulazione, confrontati con i criteri di progettazione selezionati: la configurazione soddisfa tutti i requisiti preliminari considerati.

7.3 Sistemi di ormeggio

Per i sistemi FOWT vengono tipicamente adottate 3 configurazioni¹⁴ di ormeggio:

- Sistemi di ormeggio a catenaria: parte della linea di ormeggio è adagiata sul fondale in posizione di equilibrio statico. Il peso della linea fa assumere alla stessa una forma a catenaria, e il cambiamento della lunghezza sospesa della catena a seguito del movimento della struttura offshore genera le forze di ripristino necessarie in abbrivio, deriva e imbardata. Gli ancoraggi non subiscono mai carichi verticali.
- Sistemi di ormeggio taut: nessuna parte della linea di ormeggio giace sul fondale in posizione di equilibrio statico, con la linea tesa dall'ancora sul fondale al passacavo sul galleggiante. Le forze di ripristino sono generate dal cambiamento di tensione nelle linee. Gli ancoraggi sono progettati per sostenere carichi verticali.
- Sistemi di ormeggio semi-taut: un ibrido tra le due soluzioni precedenti, dove parte della linea è tesa (tipicamente in fibra poliestere o simile) e parte assume una forma a catenaria (tipicamente una catena). Le ancore possono subire carichi verticali, ma in misura minore rispetto ai sistemi di ormeggio taut.

In fase di progettazione preliminare, la scelta della configurazione di sistema di ormeggio più idonea è dettata principalmente dalla profondità dell'acqua, come riportato in Tabella 26.

Tabella 26: Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua (adattata da [15])

Configurazione	Adatta a
Catenaria	Profondità dell'acqua medio-basse
Semi-taut	Profondità medie
Taut	Acque profonde

Come riportato nella sezione 3.2.1, la profondità dell'acqua varia da un minimo di 122 m ad un massimo di 148 m, pertanto è stata adottata un'area rappresentativa con profondità media dell'acqua di 139 m. L'intervallo di profondità dell'acqua è considerato del tipo "acqua bassa" e potrebbe essere adatto per un sistema di ormeggio a catenaria, tuttavia, un sistema taut con un ingombro ridotto può

¹⁴ <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/b-balance-of-plant/b-3-mooring-system/>

risultare più economico a condizione che i carichi massimi rientrino nei limiti di progettazione. Pertanto, è stato proposto un sistema di ancoraggio teso a 6- linee, dove le linee sono composte da segmenti di catena – poliestere – catena, le cui caratteristiche sono descritte nella Tabella 27.

Tabella 27: Configurazione della linea di ormeggio

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità dell'ancora	m	138
Pescaggio passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena R4 Studless
Diametro nominale segmento catena	m	0.120
Densità lineare catena (a secco)	kg/m	291
Resistenza alla rottura del segmento di catena	kN	13 573
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.23E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento poliestere	m	0.216
Densità lineare poliestere (a secco)	kg/m	29.90
Resistenza alla rottura del segmento poliestere	kN	13 514
Rigidezza assiale del segmento poliestere	kN	3.14E+05
Lunghezza della linea (non tesa) (dal passacavo all'ancora)	m	Catena: 50 m; Poliestere: 355 m; Catena: 50 m
Carico di rottura minimo della linea (MBL)	kN	13 514

Per garantire una risposta più simmetrica ai carichi ambientali provenienti da tutte le direzioni, l'angolo orizzontale tra le linee è stato mantenuto costante a 60 gradi, ed è stata scelta un'elevazione di 15 gradi (rispetto al fondale marino), per evitare grandi carichi verticali nei punti di ancoraggio. La configurazione, le dimensioni principali e la nomenclatura adottata per il sistema di ormeggio sono mostrate in Figura 20.

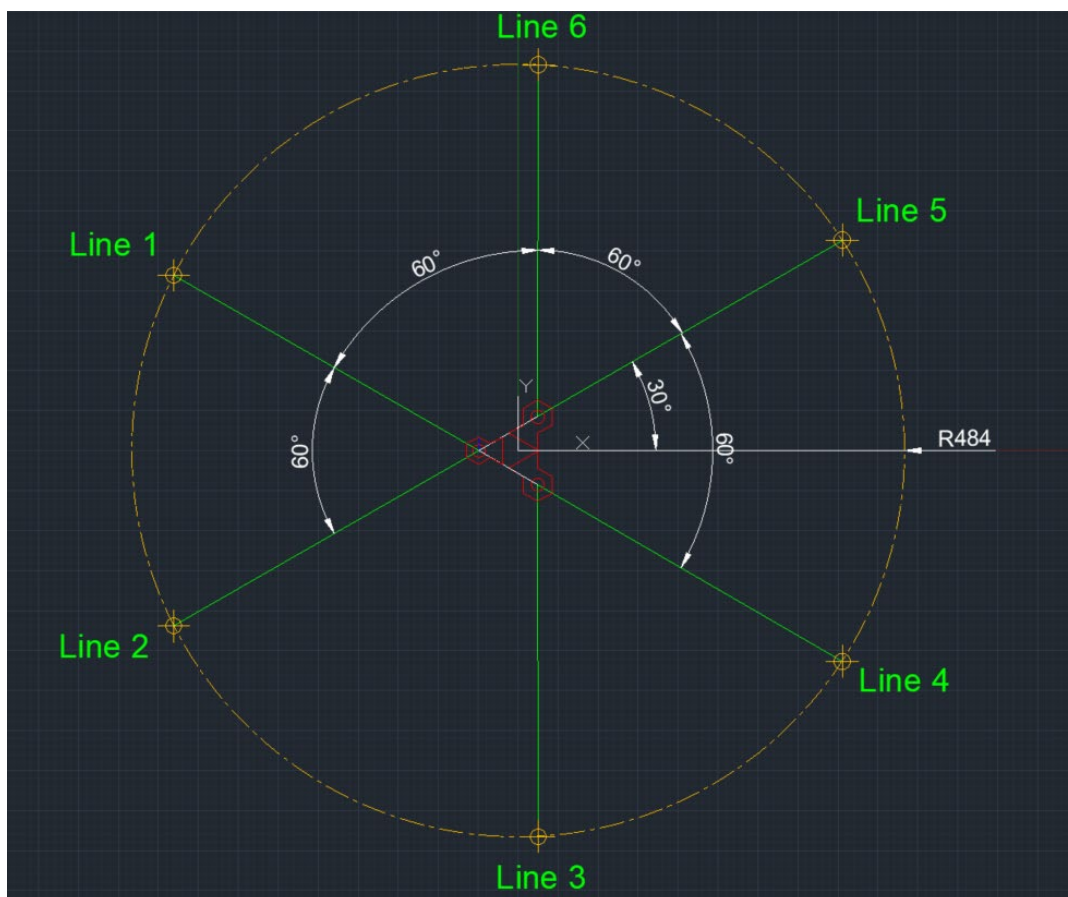


Figura 20: Vista dall'alto della configurazione del sistema di ormeggio. In rosso è rappresentata la piattaforma galleggiante, in verde le linee di ormeggio e in marrone (cerchio con segno +) i punti di ancoraggio. L'ingombro del sistema di ormeggio ha un raggio di ~484 m.

La vista frontale del sistema di ormeggio è visualizzata in Figura 21. La pretensione nominale delle linee per questo sistema è ~10% del MBL, cioè 1300 kN.

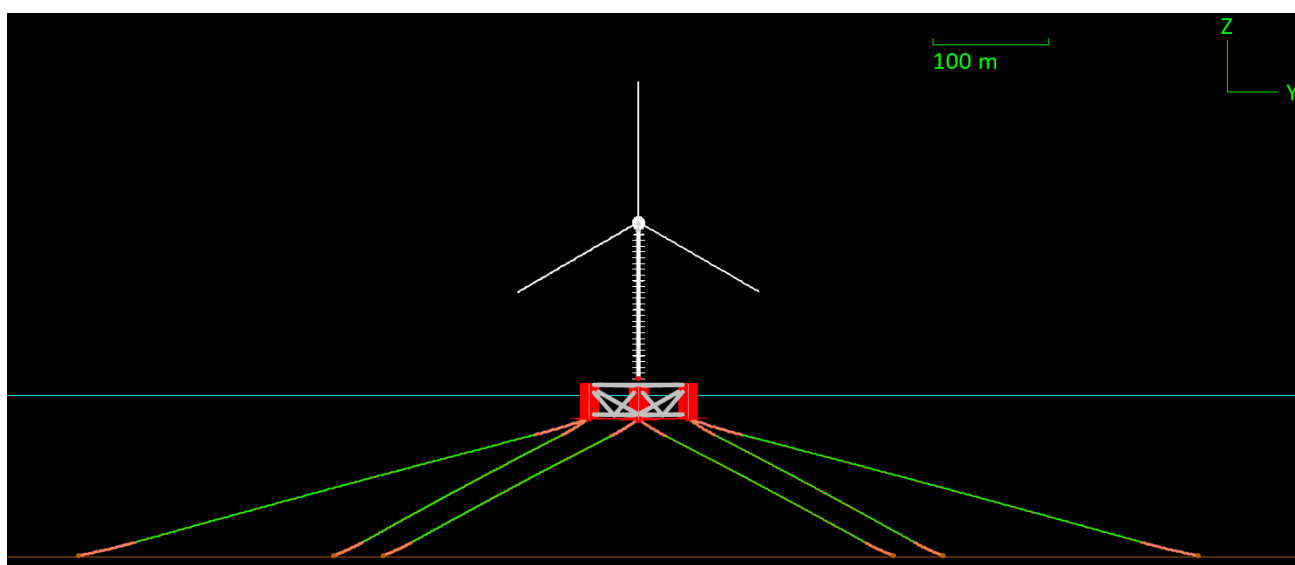


Figura 21: Vista frontale del sistema di ormeggio. Segmenti a catena in rosso e segmenti in poliestere in verde

7.4 Analisi nel dominio del tempo

Di seguito, vengono spiegate le analisi del dominio del tempo condotte e vengono forniti i grafici dei parametri chiave per ciascun DLC.

Oltre alle spiegazioni di seguito, è necessario fornire una nota speciale sulla simulazione DLC 9.1, 9.2, 10.1, e 10.2

Come spiegato in [7], i DLC 9.x e 10.x si riferiscono allo stato limite accidentale in cui una delle linee di ormeggio (per un sistema di ormeggio ridondante, come il presente) viene meno e viene analizzata la risposta transitoria immediatamente dopo la perdita di tale linea di ormeggio (vale a dire, DLC 9.1, 10.1) e la risposta di regime dopo che la piattaforma ha raggiunto il nuovo punto di equilibrio (vale a dire, DLC 9.2, 10.2). La differenza tra 9.x e 10.x è in termini di condizioni meteo oceaniche (operative per 9.x e di sopravvivenza per 10.x), e nel fatto che l'aerogeneratore è in funzione per i DLC 9.1 e 9.2, e parcheggiato per i DLC 10.1 e 10.2.

In OpenFAST non è ancora possibile modellare l'improvvisa perdita di una delle linee di ormeggio durante la simulazione. Pertanto, in questa sede è stato considerato un approccio alternativo per simulare le condizioni per questi DLC, costituito dai passaggi descritti di seguito.

N.B. Sebbene questo sia l'approccio più accurato che è stato ritenuto possibile implementare con OpenFAST, i carichi potrebbero essere sovrastimati.

1. Pre-elaborazione: sviluppati due modelli OpenFAST:
 - 1.1. **Modello Alfa**: con tutte le linee di ormeggio intatte
 - 1.2. **Modello Beta**: una delle linee di ormeggio interrotta, cioè non modellata. La linea 2 è stata scelta come la linea che subisce la rottura.
2. Elaborazione:
 - 2.1. 1^a serie di simulazioni: eseguire simulazioni con condizioni meteo oceaniche 9.x (e, separatamente, 10.x) e **Modello Alfa**, per ottenere i valori (medi) di regime di un set di gradi di libertà (DoF).
 - 2.2. 2^a serie di simulazioni: imporre questi valori di regime (medi) come valori di partenza dei DoF pertinenti per le simulazioni 9.x (e separatamente 10.x), utilizzando il **Modello Beta**.
 - 2.3. Utilizzare i segnali temporali della 2^a serie di simulazioni per ottenere le statistiche per le fasi transitorie (9.1 e 10.1, post-elaborazione solo dei primi 600 secondi) e le fasi di regime (9.2 e 10.2, post-elaborazione dei segnali temporali da $t > 600$ secondi fino alla fine).
3. L'insieme dei gradi di libertà che possono essere imposti come valori di partenza sono:
 - 3.1. Deflessioni delle pale in-plane e out-of-plane (2 DoF x 3 pale), uguali per ogni pala.
 - 3.2. Angolo di passo delle pale, questo è lo stesso per tutte le pale (1 DoF x 3 pale).
 - 3.3. Velocità di rotazione del rotore (1 DoF).
 - 3.4. Spostamenti della cima della torre: fore-aft e side-to-side (2 DoF).
 - 3.5. Spostamenti globali della piattaforma in abbrivio, deriva, sollevamento, rollio, beccheggio e imbardata, a livello della linea di galleggiamento (6 DoF).

7.4.1 DLC 1.4

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento (all'inizio della simulazione – poi cambio di direzione a causa della raffica): 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.

- Direzione d'onda: collineare con la direzione iniziale del vento

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo:

“_ParametricExcel_Summary_1_4_PtfmSym_3seeds_TABLE_KE4299_Eureka2_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 22
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 23
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 24
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 25
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 26

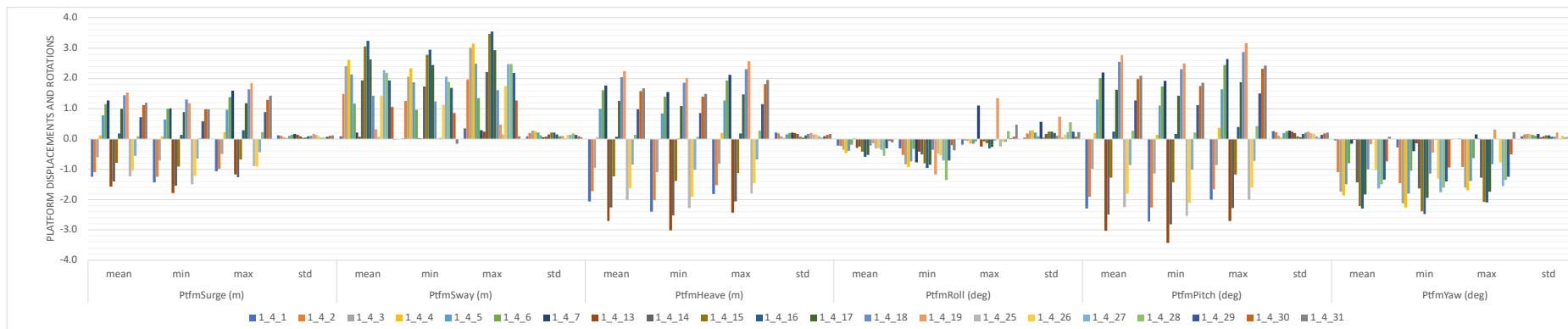


Figura 22: DLC1.4, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

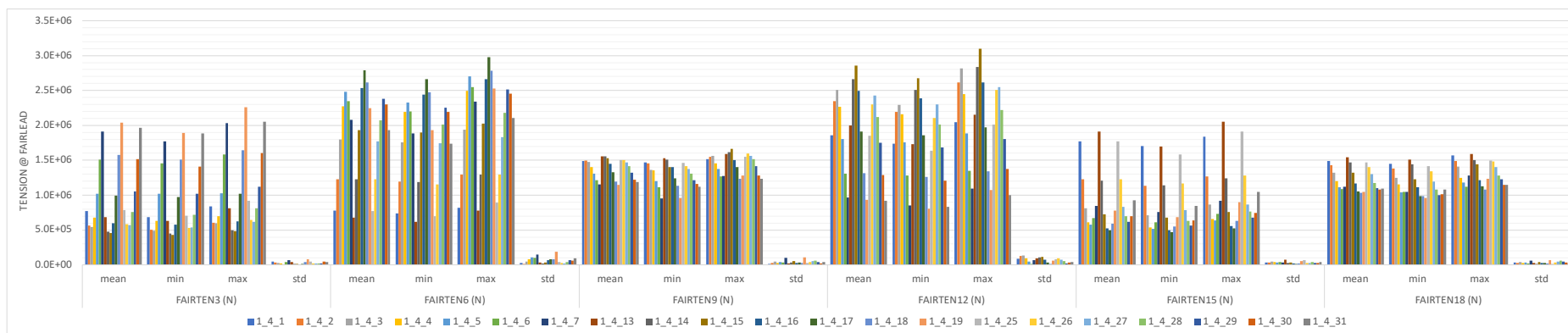


Figura 23: DLC1.4, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

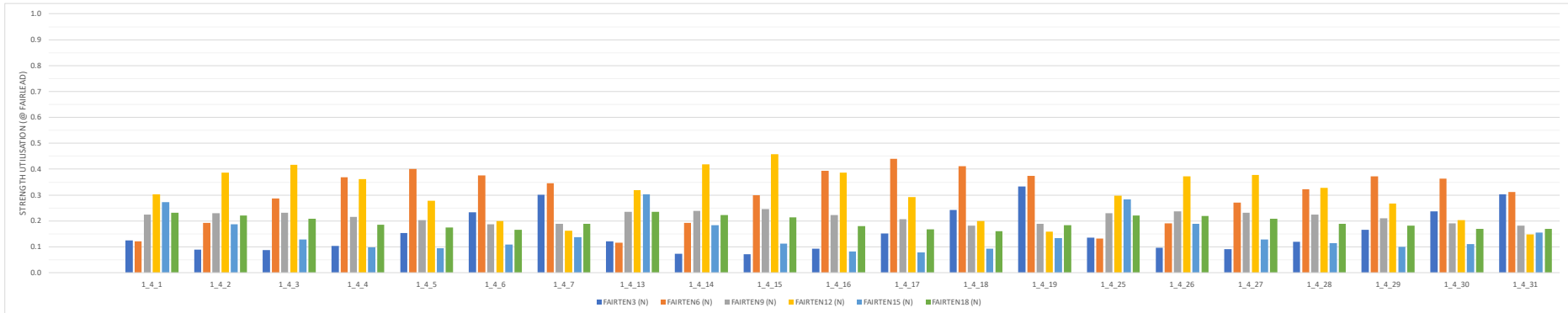


Figura 24: DLC1.4, tensione al passacavo come fattore di utilizzo della forza [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

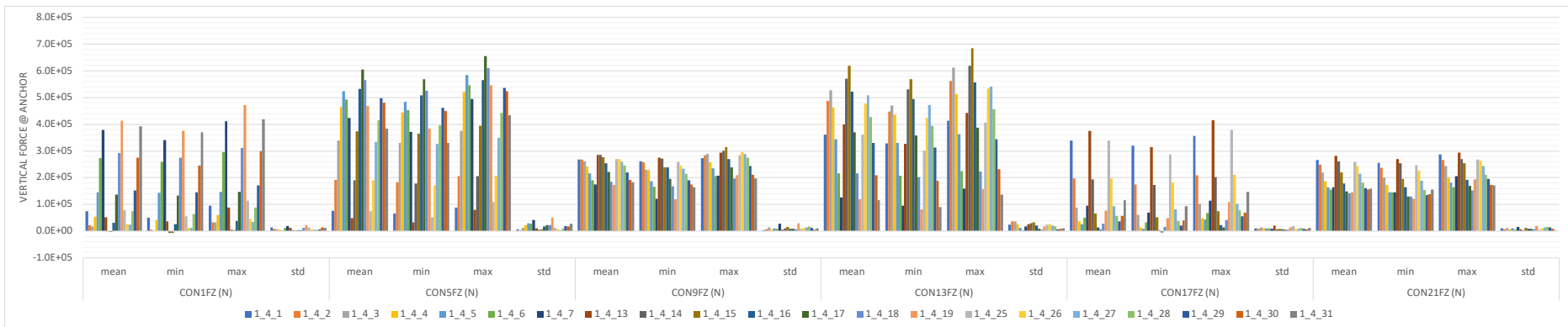


Figura 25: DLC1.4, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

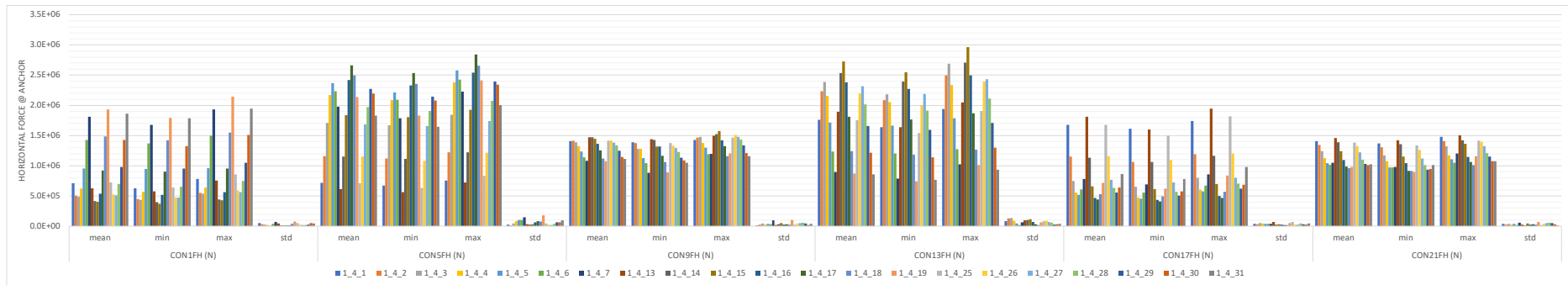


Figura 26: DLC1.4, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

7.4.2 DLC 1.6

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: co-lineare con la direzione dell'onda
- Direzione d'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi per 3 m/s, 10.59 m/s e 23 m/s. DLC1.6 richiede una sola direzione da controllare, corrispondente alla direzione peggiore per il parametro di interesse. Per 3 m/s, 10.59 m/s e 23 m/s, una direzione d'onda di 60 gradi è quella che dà, costantemente, la tensione più alta nella linea. Pertanto, per le altre velocità del vento, viene controllata solo questa direzione.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo “_ParametricExcel_Summary_1_6_PtfmSym_3seeds_TABLE_KE4299_Eureka2_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 27
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 28
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 29
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 30
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 31

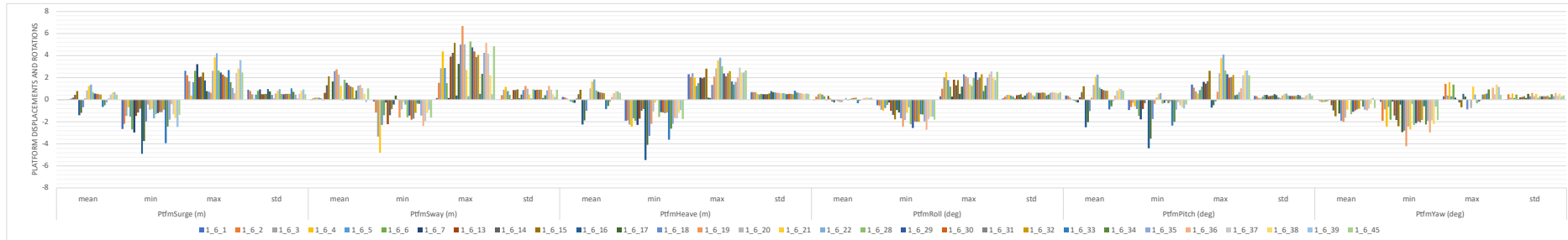


Figura 27: DLC1.6, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

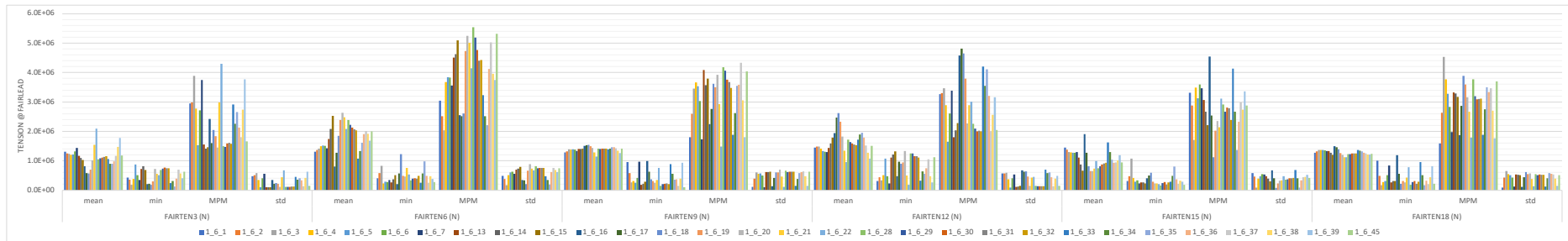


Figura 28: DLC1.6, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

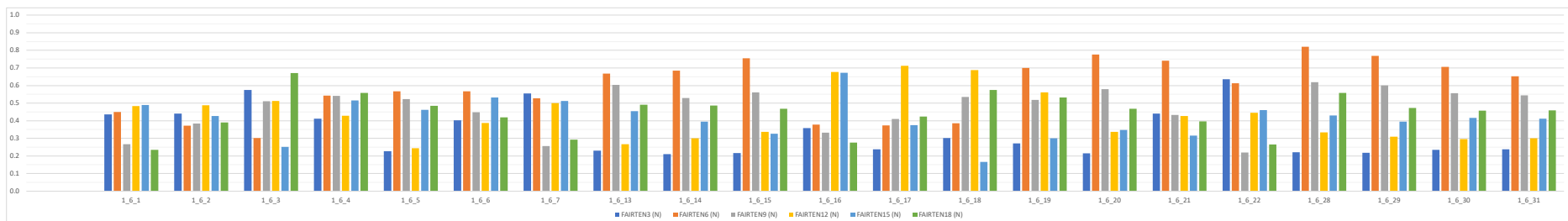


Figura 29: DLC1.6, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione nella linea 1,2,3,4,5,6.

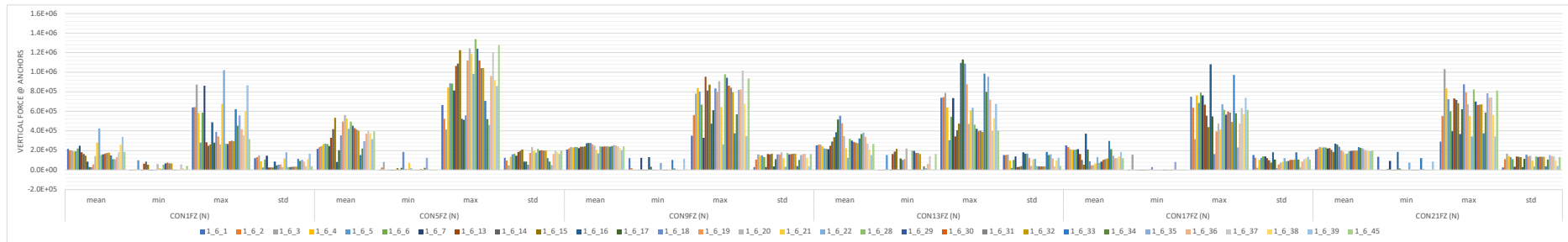


Figura 30: DLC1.6, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

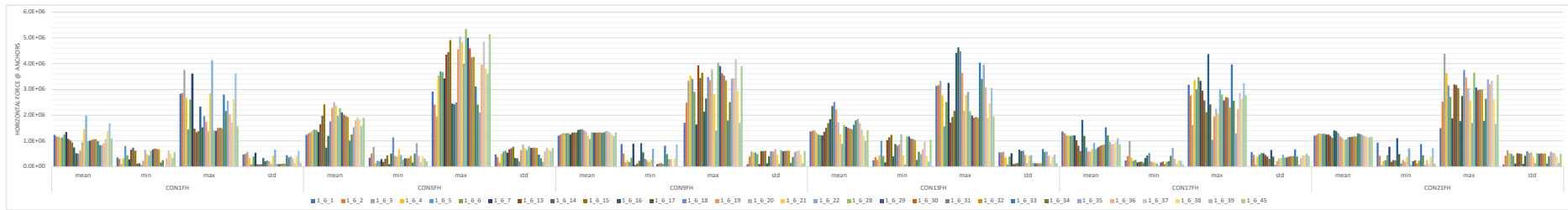


Figura 31: DLC1.6, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

7.4.3 DLC 6.1

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo “_ParametricExcel_Summary_6_1_PtfmSym_3seeds_TABLE_KE4299_Eureka2_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 32
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 33
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 34
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 35
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 36

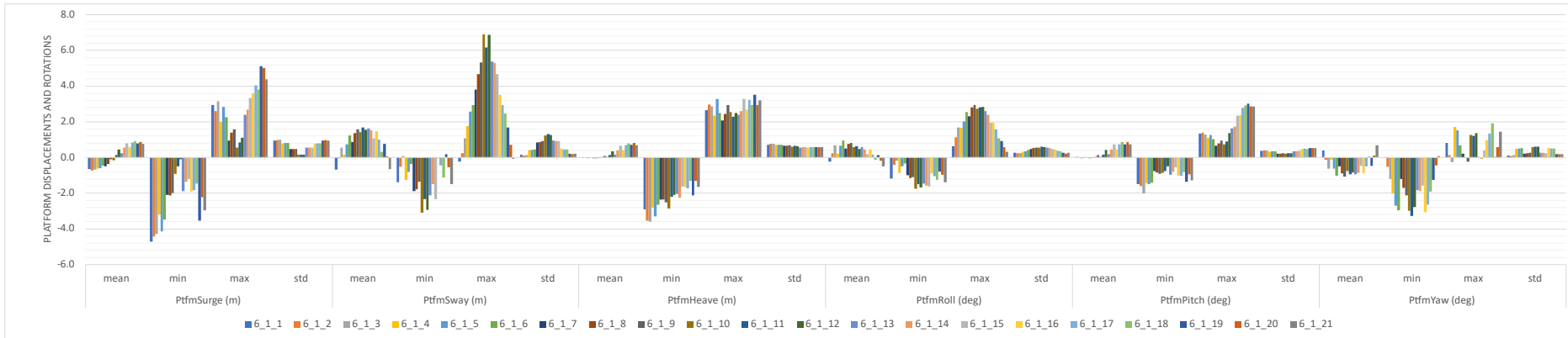


Figura 32: DLC6.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

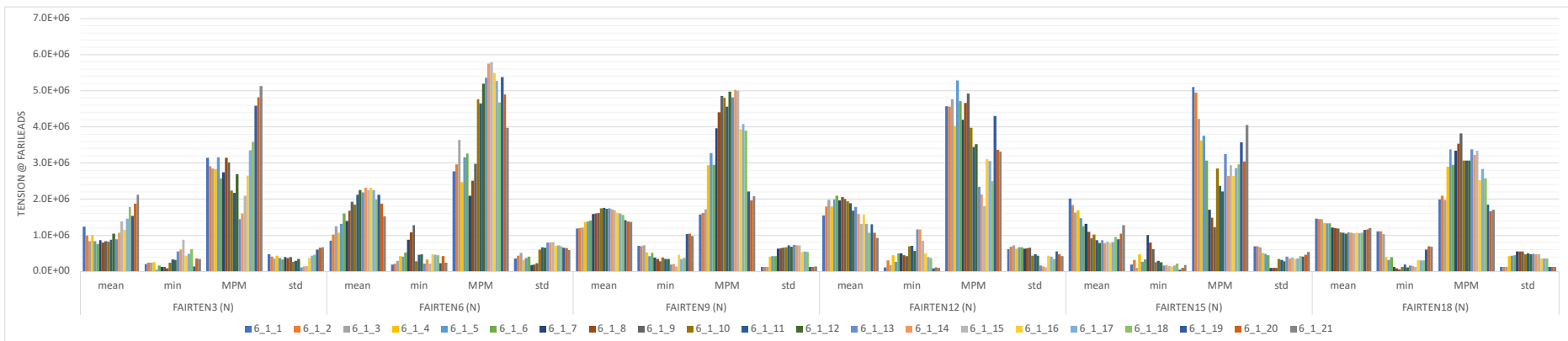


Figura 33: DLC6.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

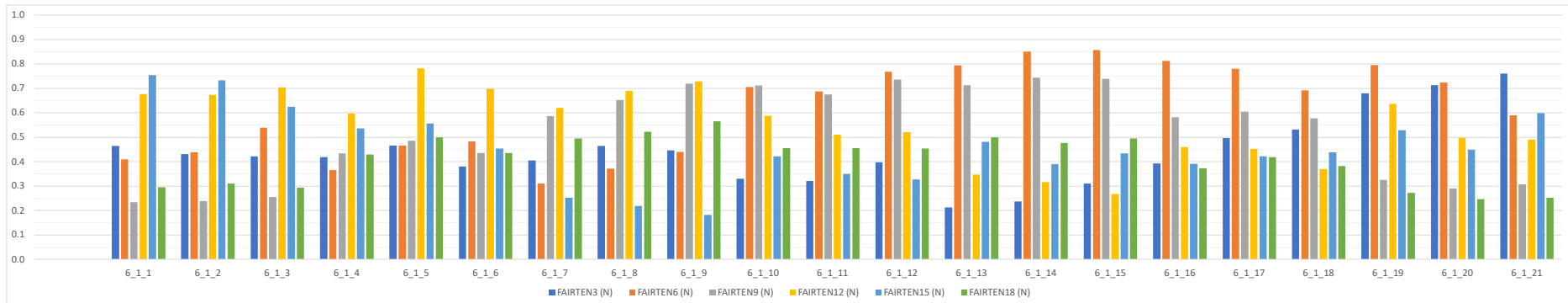


Figura 34: DLC6.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione nella linea 1,2,3,4,5,6

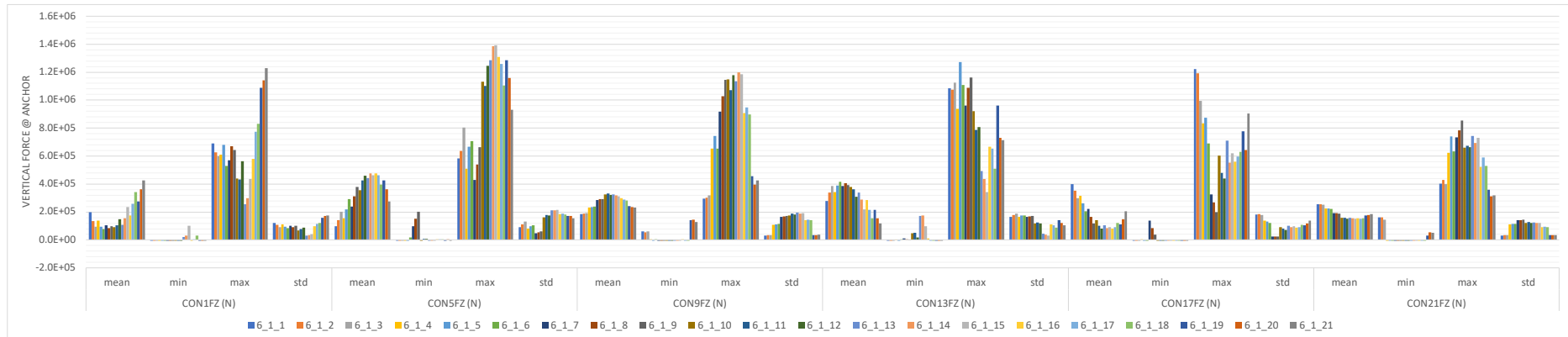


Figura 35: DLC6.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

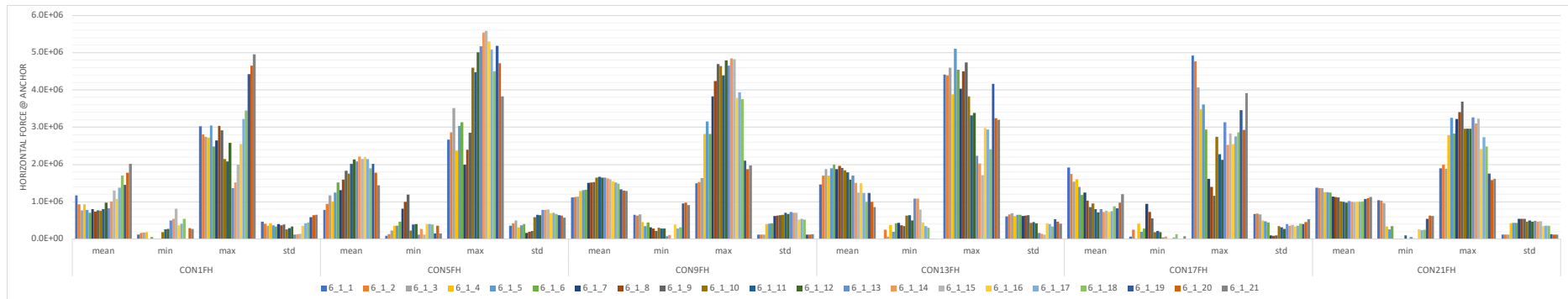


Figura 36: DLC6.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

7.4.4 DLC 9.1

Si prega di fare riferimento alla sezione 7.4 per maggiori dettagli su come questo DLC è stato simulato.

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: è stata considerata solo la direzione d'onda che dà i peggiori carichi di ormeggio (60 gradi), poiché è stato concordato con il cliente che deve essere controllato un sottoinsieme limitato delle condizioni DLC9.1
- Velocità del vento: 3 m/s, 5 m/s, 7 m/s, 9 m/s, 10.59 m/s, 13 m/s, 15 m/s, 17 m/s, 19 m/s, 21 m/s, 23 m/s e 25 m/s.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo “_ParametricExcel_Summary_9_1_PtfmSym_3seeds_reduced_TABLE_KE4299_Eureka1_line3broken_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 37
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 38
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 39
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 40
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 41

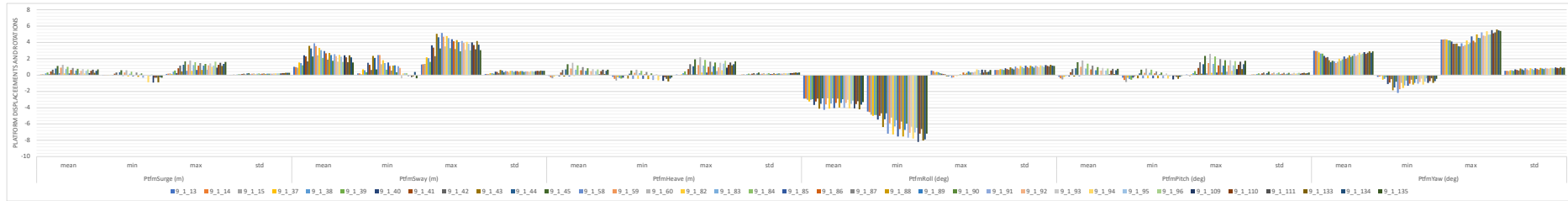


Figura 37: DLC9.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

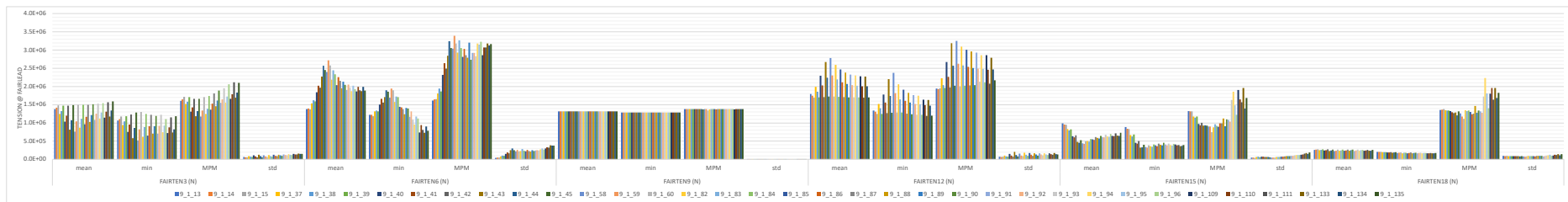


Figura 38: DLC9.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

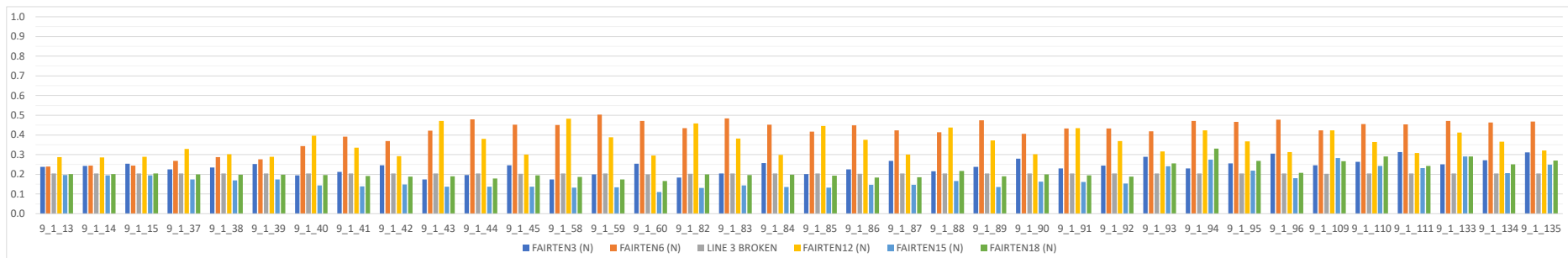


Figura 39: DLC9.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione nella linea 1,2,3,4,5,6



Figura 40: DLC9.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

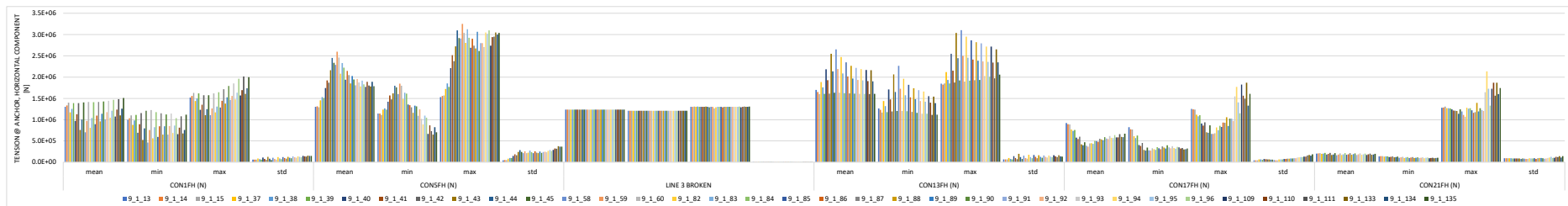


Figura 41: DLC9.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

7.4.5 DLC 9.2

Come DLC 9.1.

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo “_ParametricExcel_Summary_9_2_PtfmSym_3seeds_reduced_TABLE_KE4299_Eureka2_line3broken_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 42
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 43
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 44
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 45
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 46

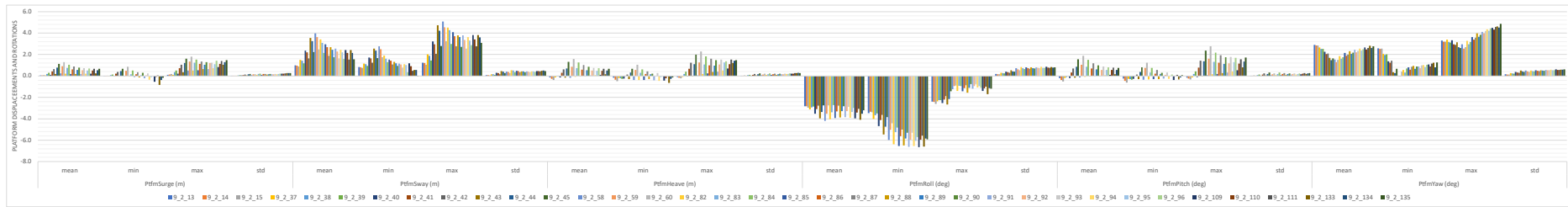


Figura 42: DLC9.2, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

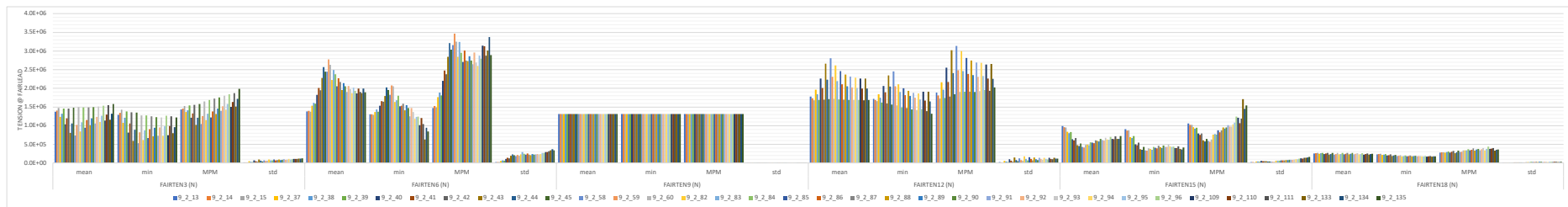


Figura 43: DLC9.2, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

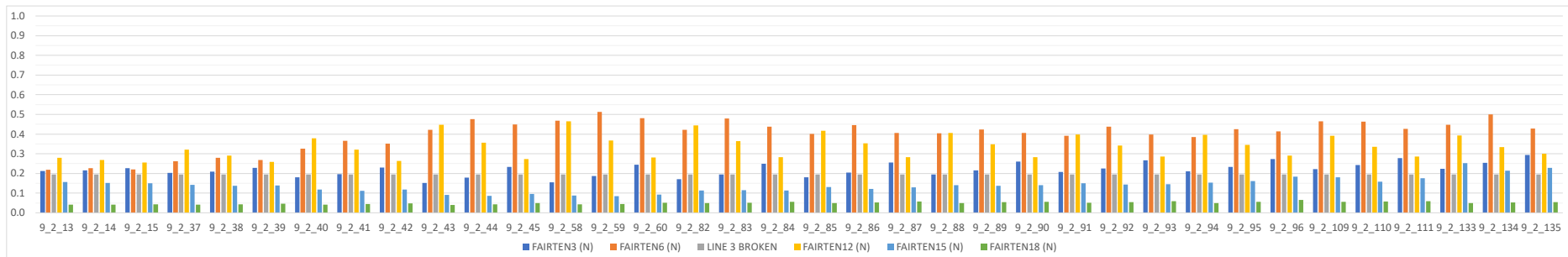


Figura 44: DLC9.2, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione nella linea 1,2,3,4,5,6

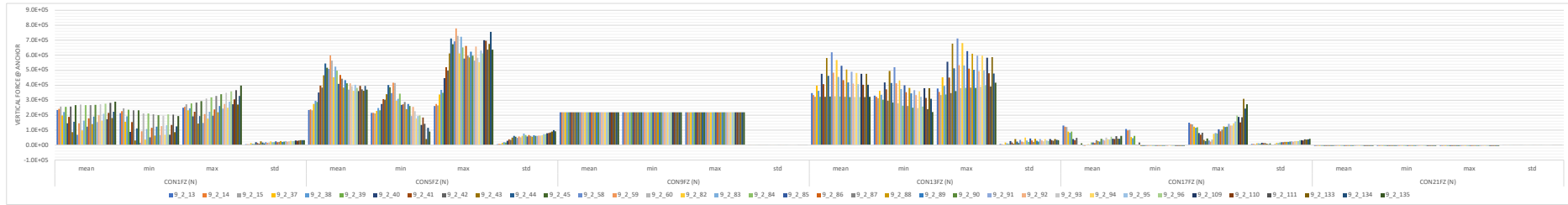


Figura 45: DLC9.2, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

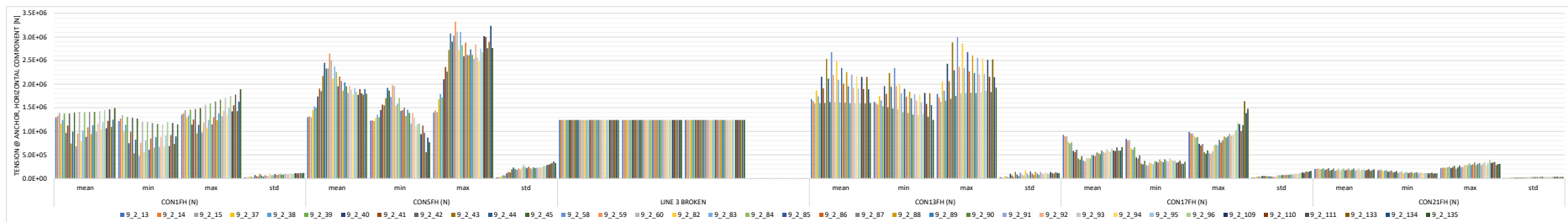


Figura 46: DLC9.2, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

7.4.6 DLC 10.1

Si prega di fare riferimento alla sezione 7.4 per maggiori dettagli su come questo DLC è stato simulato.

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: è stata considerata solo la direzione d'onda che dà i peggiori carichi di ormeggio (60 gradi), poiché è stato concordato con il cliente che deve essere controllato un sottoinsieme limitato delle condizioni DLC10.1
- Velocità del vento: velocità del vento con periodo di ritorno di 50 anni.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo “_ParametricExcel_Summary_10_1_PtfmSym_3seeds_reduced_TABLE_KE4299_Eureka1_line3broken_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 47
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 48
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 49
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 50
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 51

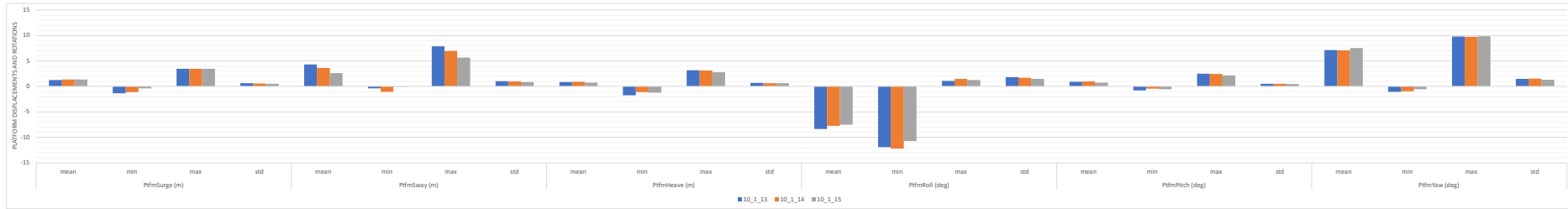


Figura 47: DLC10.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

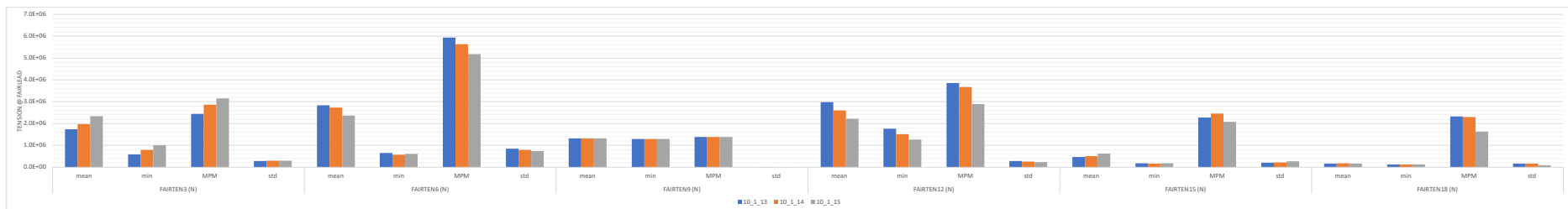


Figura 48: DLC10.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

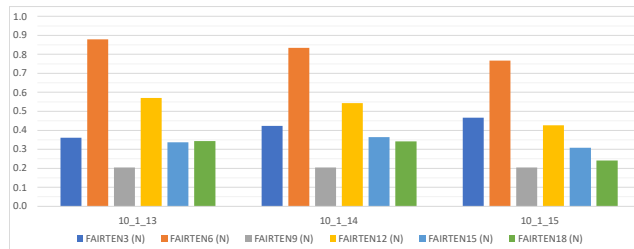


Figura 49: DLC10.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione nella linea 1,2,3,4,5,6

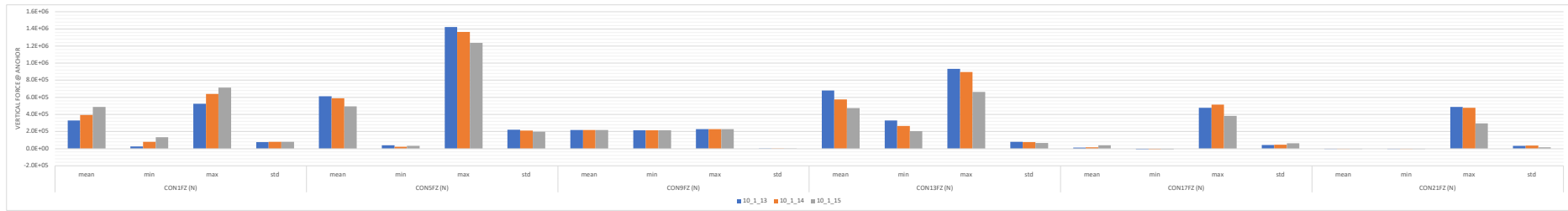


Figura 50: DLC10.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

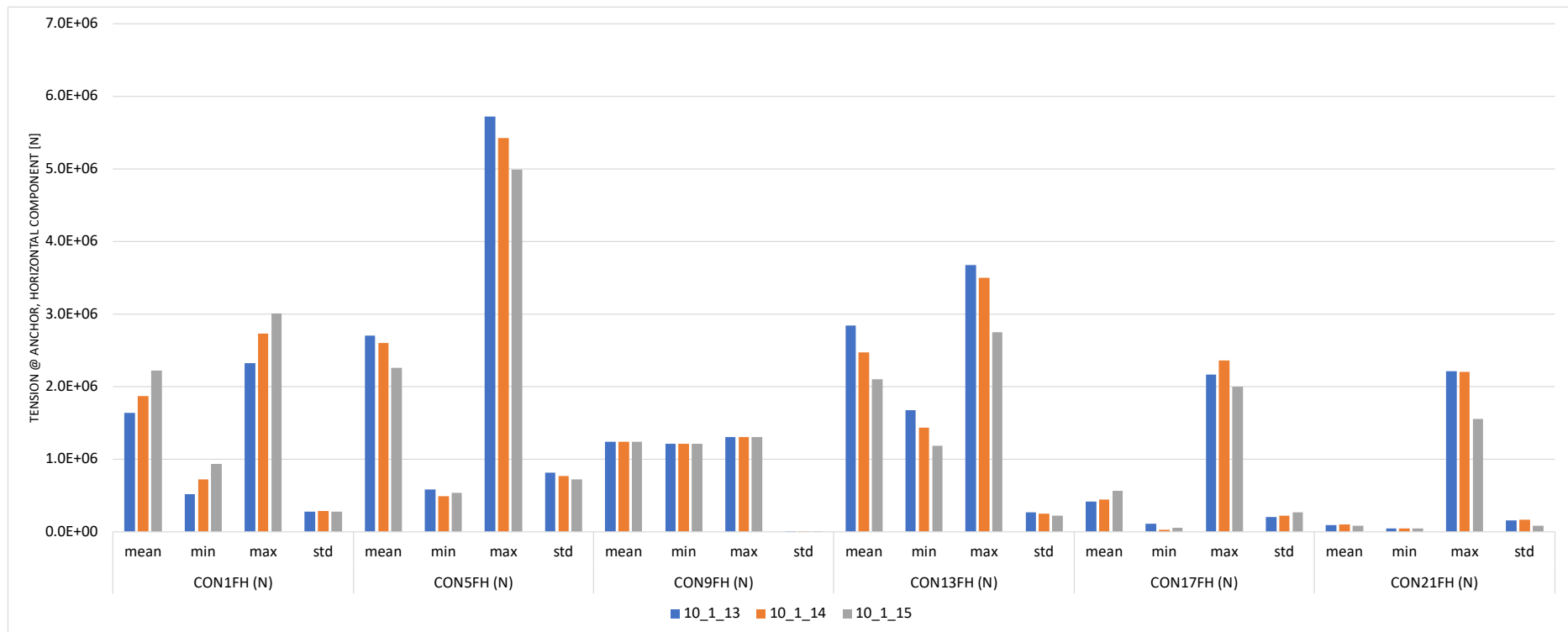


Figura 51: DLC10.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

7.4.7 DLC 10.2

Come DLC 10.1.

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo “_ParametricExcel_Summary_10_2_PtfmSym_3seeds_reduced_TABLE_KE4299_Eureka2_line3broken_v02.xlsx”:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 52
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 53
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 54
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 55
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 56

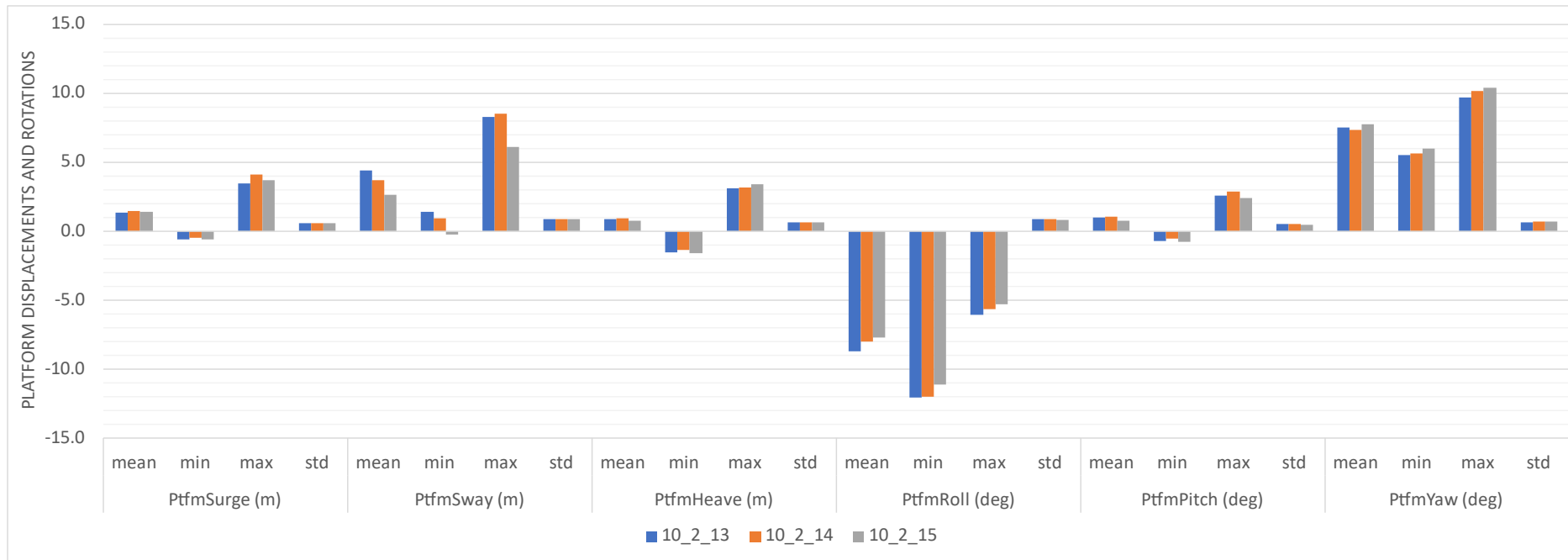


Figura 52: DLC10.2, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

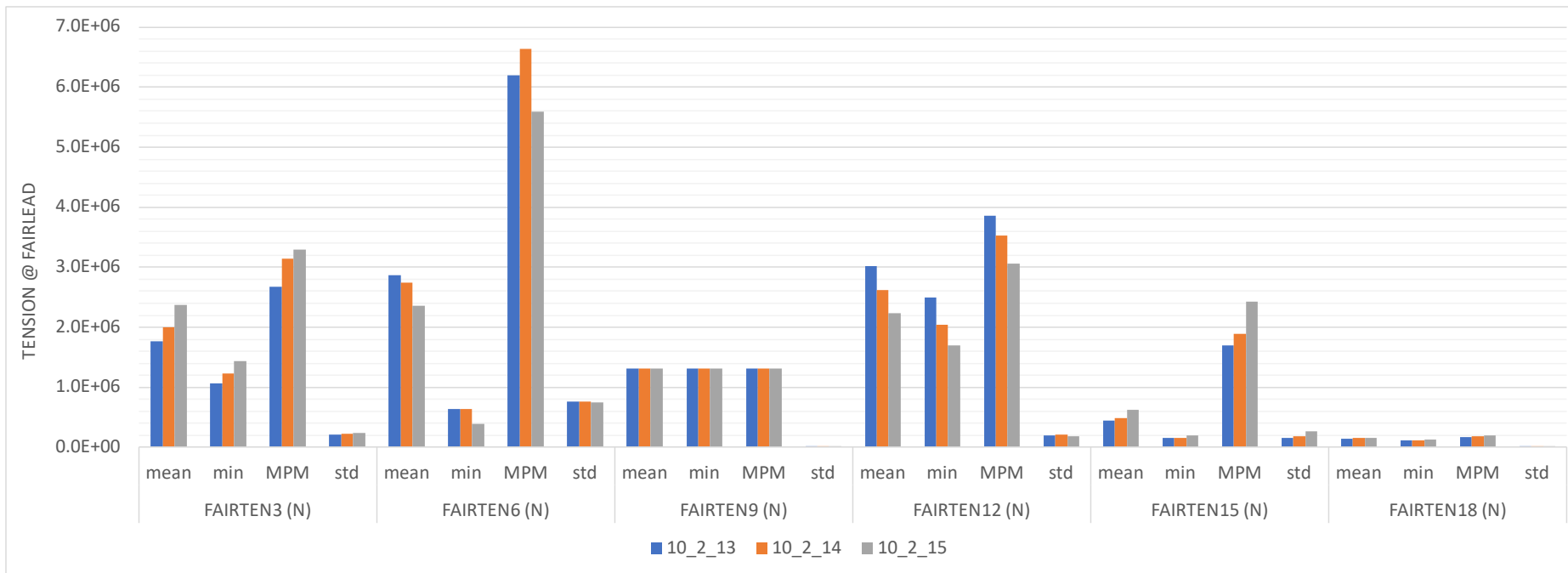


Figura 53: DLC10.2, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6.

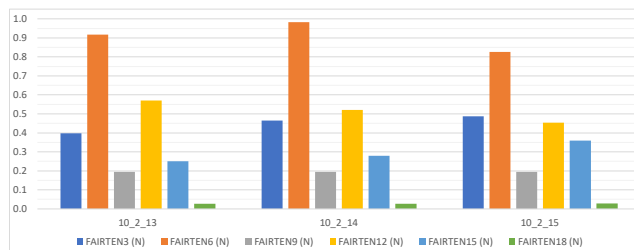


Figura 54: DLC10.2, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione nella linea 1,2,3,4,5,6

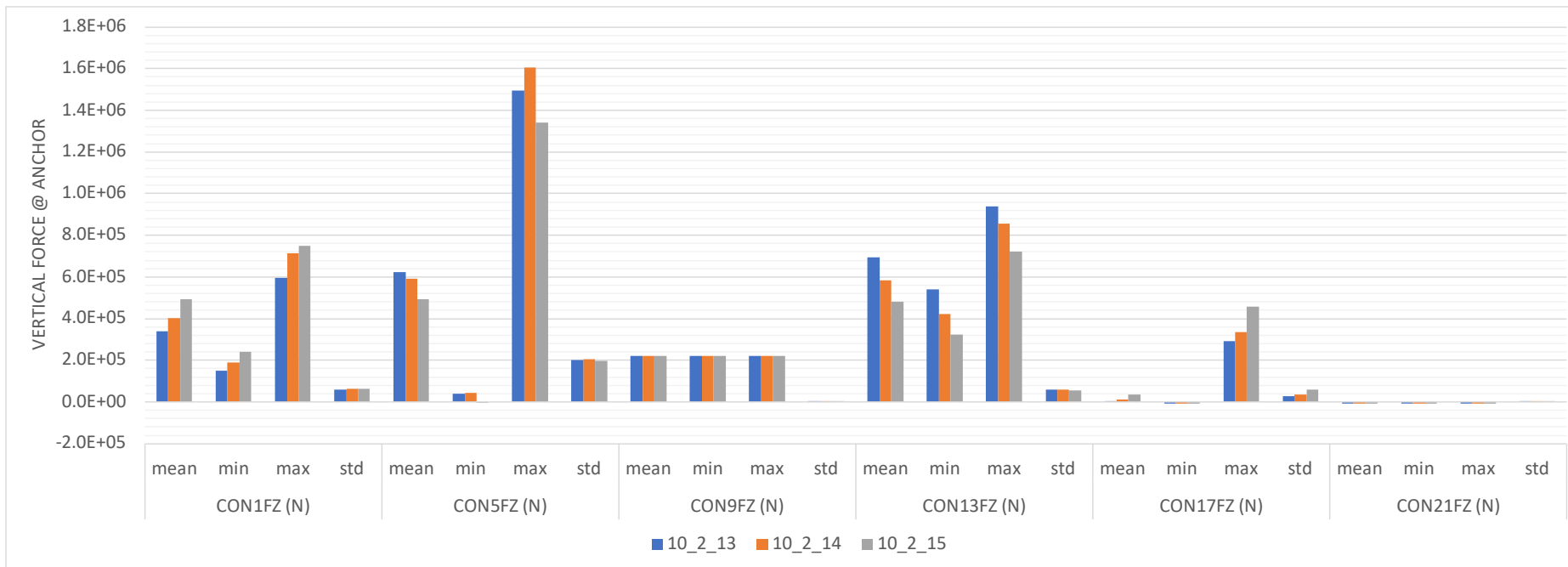


Figura 55: DLC10.2, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

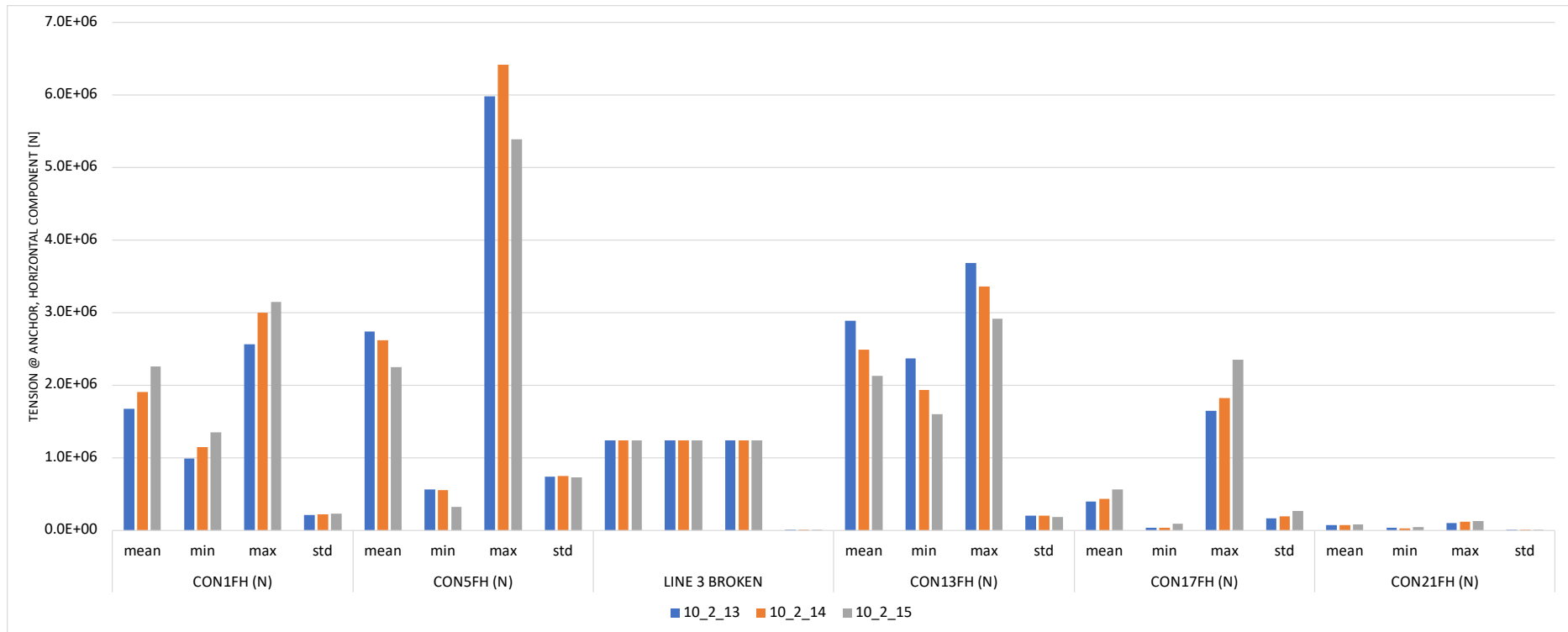


Figura 56: DLC10.2, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6.

8 Riferimenti

- [1] C. Allen *et al.*, 'Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine', Golden, CO (United States), Jul. 2020. doi: 10.2172/1660012.
- [2] J. M. Jonkman and M. L. Buhl, 'FAST User's Guide', 2005. [Online]. Available: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/21564034>
- [3] E. Gaertner *et al.*, 'Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine Technical Report', 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [4] Scientific Engineering Ltd, 'Relazione Meteomarina: Parco Eolico Galleggiante Eureka', 2024.
- [5] IEC, 'IEC 61400-1:2019 Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements', *International Standard*. pp. 1–92, 2005. doi: 10.1055/s-2007-985912.
- [6] IEC, 'IEC 61400-3-1:2019 Wind energy generation systems - Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines', 2019.
- [7] IEC, 'IEC TS 61400-3-2:2019 Wind energy generation systems - Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines', 2019.
- [8] Scientific Engineering Ltd, 'Relazione meteomarina - Parco eolico nel mare Adriatico meridionale (Nemetun)', 2023.
- [9] Matthew Hannon, Eva Topham, James Dixon, David Mcmillan, and Maurizio Collu, 'Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market', doi: 10.17868/69501.
- [10] M. Borg and M. Collu, 'A comparison between the dynamics of horizontal and vertical axis offshore floating wind turbines', *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 373, no. 2035, 2015, doi: 10.1098/rsta.2014.0076.
- [11] M. Collu, F. P. Brennan, and M. H. Patel, 'Conceptual design of a floating support structure for an offshore vertical axis wind turbine: The lessons learnt', *Ships and Offshore Structures*, vol. 9, no. 1, 2014, doi: 10.1080/17445302.2012.698896.
- [12] DNV, 'DNV-ST-0119 Floating wind turbine structures', 2021.
- [13] M. Collu and M. Borg, *Design of floating offshore wind turbines*. 2016. doi: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00011-8.
- [14] D. Roddier, C. Cermelli, and A. Weinstein, 'WindFloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines—Part I: Design Basis and Qualification Process', in *Volume 4: Ocean Engineering; Ocean Renewable Energy; Ocean Space Utilization, Parts A and B*, ASMEDC, Jan. 2009, pp. 845–853. doi: 10.1115/OMAE2009-79229.
- [15] K. T. Ma, Y. Luo, C. T. T. Kwan, and Y. Wu, *Mooring system engineering for offshore structures*. 2019.

Appendix A : Design Load Conditions (DLCs)

1 DLC 1.4

Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)	Simulation requirements (IC61400-3-1 7/5/6)
	ECD $V_{hub} = V_r - 2m/s, V_r, V_r + 2m/s$				NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$			MIS, wind dir change	NCM		MSL		
	V_{hub}	TI	Alpha	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_w	U_{sur}	Theta_c	eta		
[-]	[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]	[-]
1.4.1	8.59	N/A	0.14	-180	1.01	6.51	1.00	180	0.076	Co-directional with waves	0.00	10	
1.4.2				-150				150					
1.4.3				-120				120					
1.4.4				-90				90					
1.4.5				-60				60					
1.4.6				-30				30					
1.4.7				0				0					
1.4.8				30				-30					
1.4.9				60				-60					
1.4.10				90				-90					
1.4.11				120				-120					
1.4.12				150				-150					
1.4.13	10.59	N/A	0.14	-180	1.26	6.93	1.00	180	0.089	Co-directional with waves	0.00	10	
1.4.14				-150				150					
1.4.15				-120				120					
1.4.16				-90				90					
1.4.17				-60				60					
1.4.18				-30				30					
1.4.19				0				0					
1.4.20				30				-30					
1.4.21				60				-60					
1.4.22				90				-90					
1.4.23				120				-120					
1.4.24				150				-150					
1.4.25	12.59	N/A	0.14	-180	1.58	7.39	1.00	180	0.102	Co-directional with waves	0.00	10	
1.4.26				-150				150					
1.4.27				-120				120					
1.4.28				-90				90					
1.4.29				-60				60					
1.4.30				-30				30					
1.4.31				0				0					
1.4.32				30				-30					
1.4.33				60				-60					
1.4.34				90				-90					
1.4.35				120				-120					
1.4.36				150				-150					

2 DLC 1.6

Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)
			NTM $V_{in} < V_{hub} < v_{out}$				SSS $H_s = H_{S,SSS}$			COD, UNI	NCM		NWLR	
			V_hub	TI	Alpha	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wm	U_sur	Theta_c	eta	
[-]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]			
Power production	1.6	1.6.1	3	36.63	0.14	8.02	11.75	2.661	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.040	0.120	600	-180
		1.6.2												-150
		1.6.3												-120
		1.6.4												-90
		1.6.5												-60
		1.6.6												-30
		1.6.7												0
		1.6.8												30
		1.6.9												60
		1.6.10												90
		1.6.11												120
		1.6.12												150
		1.6.13	5	26.18	-60	0.053								
		1.6.14	7	21.70	-60	0.066								
		1.6.15	9	19.21	-60	0.079								
		1.6.16	10.59	17.90	0.14	8.02	11.75	2.661	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.089	0.120	600	-180
		1.6.17												-150
		1.6.18												-120
		1.6.19												-90
		1.6.20												-60
		1.6.21												-30
		1.6.22												0
		1.6.23												30
		1.6.24												60
		1.6.25												90
		1.6.26												120
		1.6.27												150
		1.6.28	13	16.53	-60	0.105								
		1.6.29	15	15.73	-60	0.118								
		1.6.30	17	15.11	-60	0.131								
1.6.31	19	14.63	-60	0.144										
1.6.32	21	14.23	-60	0.157										
1.6.33	23	13.91	0.14	8.02	11.75	2.661	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.170	0.120	600	-180		
1.6.34												-150		
1.6.35												-120		
1.6.36												-90		
1.6.37												-60		
1.6.38												-30		
1.6.39												0		
1.6.40												30		
1.6.41												60		
1.6.42												90		
1.6.43												120		
1.6.44												150		
1.6.45	25	13.64	-60	0.183										

3 DLC 6.1

Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)	Simulation requirements (IC61400-3-1 7/5/6)
			EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_{ref}$				ESS $H_s = H_{S,50}$		MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$		EWLR			
			V_{hub}	TI	Alpha	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_w	U_{sur}	Theta_c	eta		
[-]	[-]	[-]	[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]	[-]
Parked	6.1	6.1.1	50	0.11	0.11	-210	8.02	11.75	2.661	180	1.27	Co-directional with waves	0.48	3600	Six 1 hour simulations, with wind speed repeating the same 10 min wind history for 1 hour, but using different wind and waves seeds.
		6.1.2				-180				180					
		6.1.3				-150				180					
		6.1.4				-180				150					
		6.1.5				-150				150					
		6.1.6				-120				150					
		6.1.7				-150				120					
		6.1.8				-120				120					
		6.1.9				-90				120					
		6.1.10				-120				90					
		6.1.11				-90				90					
		6.1.12				-60				90					
		6.1.13				-90				60					
		6.1.14				-60				60					
		6.1.15				-30				60					
		6.1.16				-60				30					
		6.1.17				-30				30					
		6.1.18				0				30					
		6.1.19				-30				0					
		6.1.20				0				0					
		6.1.21				30				0					
		6.1.22				0				-30					
		6.1.23				30				-30					
		6.1.24				60				-30					
		6.1.25				30				-60					
		6.1.26				60				-60					
6.1.27	90	-60													
6.1.28	60	-90													
6.1.29	90	-90													
6.1.30	120	-90													
6.1.31	90	-120													
6.1.32	120	-120													
6.1.33	150	-120													
6.1.34	120	-150													
6.1.35	150	-150													
6.1.36	180	-150													

4 DLC 9.1 and 9.2

Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)	Simulation requirements (IC61400-3-17/5/6)
			NTM				NSS			MIS, MUL	NCM		MSL		
			V_hub	Tl	Alpha	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wm	U_sur	Theta_c	eta		
[-]	[-]	[-]	[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]	[-]
Power production	9.1 and 9.2	9.1.1	3	36.633	0.140	-210	0.60	5.61	1.000	180	0.04	0	0	600	s for each event at the given wind speed and sea state
		9.1.2				-180				180					
		9.1.3				-150				180					
		9.1.4				-180				150					
		9.1.5				-150				150					
		9.1.6				-120				150					
		9.1.7				-150				120					
		9.1.8				-120				120					
		9.1.9				-90				120					
		9.1.10				-120				90					
		9.1.11				-90				90					
		9.1.12				-60				90					
		9.1.13				-90				60					
		9.1.14				-60				60					
		9.1.15				-30				60					
		9.1.16				-60				30					
		9.1.17				-30				30					
		9.1.18				0				30					
		9.1.19				-30				0					
		9.1.20				0				0					
		9.1.21				30				0					
		9.1.22				0				-30					
		9.1.23				30				-30					
		9.1.24				60				-30					
		9.1.25				30				-60					
		9.1.26				60				-60					
		9.1.27				90				-60					
		9.1.28				60				-90					
		9.1.29				90				-90					
		9.1.30				120				-90					
		9.1.31				90				-120					
		9.1.32				120				-120					
		9.1.33				150				-120					
		9.1.34				120				-150					
		9.1.35				150				-150					
9.1.36	180	-150													
9.1.37	-90	60													
9.1.38	5	26.180	0.140	-60	0.70	5.86	1.000	-60	0.05	0					
9.1.39	-30	60													
9.1.40	-90	60													
9.1.41	7	21.700	0.140	-60	0.85	6.19	1.000	-60	0.07	0					
9.1.42	-30	60													
9.1.43	-90	60													
9.1.44	9	19.211	0.140	-60	1.06	6.59	1.000	-60	0.08	0					
9.1.45	-30	60													
9.1.46	-210	180													
9.1.47	-180	180													
9.1.48	-150	180													
9.1.49	-180	150													
9.1.50	-150	150													
9.1.51	-120	150													
9.1.52	-150	120													
9.1.53	-120	120													
9.1.54	-90	120													
9.1.55	-120	90													
9.1.56	-90	90													
9.1.57	-60	90													
9.1.58	-90	60													
9.1.59	-60	60													
9.1.60	-30	60													
9.1.61	-60	30													
9.1.62	-30	30													
9.1.63	0	30													
9.1.64	-30	0													
9.1.65	0	0													
9.1.66	30	0													
9.1.67	0	-30													
9.1.68	30	-30													
9.1.69	60	-30													
9.1.70	30	-60													
9.1.71	60	-60													
9.1.72	90	-60													
9.1.73	60	-90													
9.1.74	90	-90													

5 DLC 10.1 and 10.2

Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)	Simulation requirements (IC61400-3 17/5/6)
			EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_{ref}$				ESS $H_s = H_{S,50}$		MIS, MUL		ECM $U = U_{50}$	EWLR			
			V_{hub} [m/s]	TI [-]	Alpha [-]	Dir. [deg]	H_s [m]	T_p [s]	Gamma [-]	Theta_wm [deg]	U_{sur} [m/s]	Theta_c [deg]	eta [m]		
Parked (standing still or idling)	10.1 and 10.2	10.1.1	50	0.110	0.110	8.02	11.75	2.661	180	1.27	Co-directional with waves	0.48	600	At least six 10-min simulations for each event at the given wind speed and sea state	
		10.1.2							180						
		10.1.3							180						
		10.1.4							150						
		10.1.5							150						
		10.1.6							150						
		10.1.7							120						
		10.1.8							120						
		10.1.9							120						
		10.1.10							90						
		10.1.11							90						
		10.1.12							90						
		10.1.13							60						
		10.1.14							60						
		10.1.15							60						
		10.1.16							30						
		10.1.17							30						
		10.1.18							30						
		10.1.19							0						
		10.1.20							0						
		10.1.21							0						
		10.1.22							-30						
		10.1.23							-30						
		10.1.24							-30						
		10.1.25							-60						
		10.1.26							-60						
		10.1.27							-60						
		10.1.28							-90						
		10.1.29							-90						
		10.1.30							-90						
		10.1.31							-120						
		10.1.32							-120						
		10.1.33							-120						
		10.1.34							-150						
		10.1.35							-150						
		10.1.36							-150						

Appendix B : Relazione tecnica di Geowynd

Il report di Geowynd è stato allegato al presente nelle pagine seguenti.